

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**INGENIERÍA INDUSTRIAL SUPERIOR**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN  
PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO**

Autor:

**Óscar Luna Calderón**

Tutor:

**Javier Villa Briongos**

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

## **AGRADECIMIENTOS**

*A Javier, que sus consejos siempre clarificaron mis ideas. Pero sobre todo, por no ponerme impedimentos el día que le solicité que fuera mi tutor.*

*A todas las personas que habéis estado a mi lado durante todos estos años de carrera y que jamás olvidaré.*

*A mi mayor tesoro, mi familia. Mis abuelos, mi tío Jose, que te estaré agradecido toda la vida, mis padres, Miguel Ángel y Pilar, mis hermanos, Nacho y Alejandro, que por vosotros la vida cobra sentido y a vuestro lado resulta muy complicado no ser feliz.*

*Y por último, a ti, María. Por tu apoyo, motivación, implicación total en el proyecto y por sacarme siempre una sonrisa por muy complicado que fuera el momento.*

*Gracias a todos.*

## ÍNDICE

<b>RESUMEN.....</b>	<b>13</b>
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
1.1 Estrategia de la Unión Europea .....	15
1.1.1 Objetivo 2020 .....	16
1.1.2 Marco Normativo Nacional .....	17
1.1.3 Consecución de los objetivos a nivel nacional .....	18
1.1.4 Balance de la Estrategia Europa 2020 .....	20
1.1.5 Más allá de 2020 (Marco sobre clima y energía para 2030) .....	20
1.2 Situación energética actual en España .....	20
1.2.1 Evolución del mix energético .....	21
1.2.2 Evolución del mix eléctrico .....	22
1.2.3 Cobertura de la demanda .....	25
1.2.4 Situación energética en Canarias .....	26
1.3 Integración de las energías renovables .....	28
1.3.1 CECRE (Centro de Control de Energías Renovables) .....	28
1.3.2 Dificultades de la integración de renovables en España .....	29
1.3.2.1 La Península Ibérica, una isla “eléctrica” .....	29
1.3.2.2 Morfología de la curva de carga .....	32
1.4 Energía eólica .....	34
1.4.1 Fundamentos y características de la tecnología eólica .....	34
1.4.2 Situación de la eólica a nivel mundial .....	35
1.4.3 Situación eólica a nivel nacional .....	38
1.4.4 Situación eólica en las islas Canarias .....	40
1.4.5 Características de la energía eólica .....	43
1.4.5.1 Aspectos positivos .....	43
1.4.5.2 Aspectos negativos .....	45
1.4.5.2.1 Restricción de generación eléctrica .....	48
1.4.5.2.2 Excedentes eólicos .....	48
1.5 Tecnologías de almacenamiento .....	51
1.5.1 Sistemas de almacenamiento según su aplicación .....	51
1.5.2 Sistemas de almacenamiento según su forma de energía .....	52
1.5.2.1 Sistemas de almacenamiento mecánico .....	52

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

1.5.2.2 Sistemas de almacenamiento electroquímico .....	54
1.5.2.3 Sistemas de almacenamiento eléctrico .....	54
1.5.2.4 Sistemas de almacenamiento químico (Hidrógeno) .....	55
1.5.2.5 Sistemas de almacenamiento térmico .....	55
1.5.3 Comparación y elección del sistema de almacenamiento .....	56
1.6 Hidrógeno .....	57
1.6.1 Métodos de producción .....	57
1.6.1.1 Electrólisis del agua .....	58
1.6.2 Hidrógeno como vector energético .....	58
1.6.3 Usos y aplicaciones.....	59
1.6.3.1 Como apoyo en la integración de las energías renovables en la red.....	59
1.6.3.2 Como Producción directa de hidrógeno .....	59
1.6.4 Tipos de sistemas integrados de energía eólica con hidrógeno basada en energías renovables .....	60
1.6.4.1 Sistemas integrados para la producción única de hidrógeno .....	60
1.6.4.2 Sistemas integrados para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica .....	61
1.6.4.3 Elección del sistema integrado eólica-hidrógeno .....	62
<b>CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA .....</b>	<b>63</b>
2.1 Localización .....	63
2.1.1 Estudio preliminar .....	63
2.1.1.1 Criterios principales y secundarios.....	63
2.1.1.2 Elección del parque eólico .....	66
2.1.2 Situación exacta de la planta.....	70
2.1.2.1 Potencial eólico del emplazamiento .....	71
2.1.2.2 Seguridad de abastecimiento de agua .....	72
2.1.2.3 Mínimo impacto medioambiental en la flora y fauna de la zona .....	72
2.1.2.3.1 Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos.....	72
2.1.2.3.2 Red Natura 2000 .....	73
2.1.2.4 Distancia con respecto a los centros de distribución.....	75
2.1.2.5 Accesibilidad.....	75
2.1.2.6 Impacto a núcleos urbanos .....	76
2.1.3 Conclusión del emplazamiento elegido .....	76
2.2 Descripción del proceso .....	76

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

2.2.1	Introducción .....	77
2.2.2	Diagrama de los distintos sistemas .....	77
2.2.3	Equipos de los distintos sistemas.....	78
2.2.3.1	Sistema eólico .....	78
2.2.3.1.1	Aerogenerador .....	79
2.2.3.1.2	Transformador de potencia .....	80
2.2.3.2	Sistema de tratamiento de agua .....	81
2.2.3.2.1	Captación.....	81
2.2.3.2.2	Osmosis inversa.....	82
2.2.3.2.3	Tanque de almacenamiento.....	82
2.2.3.3	Sistema de producción de hidrógeno .....	84
2.2.3.3.1	Convertidor AC/DC.....	84
2.2.3.3.2	Electrolizador .....	85
2.2.3.4	Sistema de acondicionamiento de hidrógeno .....	92
2.2.3.4.1	Compresor.....	92
2.2.3.4.2	Almacenamiento de Hidrógeno (Alta Presión) .....	94
2.2.3.5	Sistema de automatización .....	97
2.3	Evaluación de la producción de hidrógeno .....	97
2.3.1	Producción energética anual neta .....	98
2.3.2	Energía disponible para la producción de hidrógeno .....	105
2.3.3	Cálculo de la cantidad de hidrógeno producido .....	108
<b>CAPÍTULO III. ESTUDIO ECONÓMICO .....</b>		<b>111</b>
3.1	Introducción .....	111
3.2	Parámetros del estudio económico .....	112
3.2.1	Inversión Inicial.....	112
3.2.1.1	Aerogeneradores.....	112
3.2.1.2	Acondicionador de potencia .....	112
3.2.1.3	Equipo de osmosis inversa .....	113
3.2.1.4	Depósito de agua.....	113
3.2.1.5	Sistema de electrolisis.....	113
3.2.1.6	Compresor.....	114
3.2.1.7	Tanque de almacenamiento.....	115
3.2.1.8	Instalaciones y mano de obra .....	115
3.2.1.9	Ingeniería y estudios previos.....	115

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

3.2.2	Costes de Operación y Mantenimiento .....	116
3.2.3	Financiación.....	116
3.2.4	Amortizaciones.....	117
3.2.5	Ingresos .....	118
3.3	Flujos de caja e indicadores económicos .....	119
3.3.1	VAN.....	120
3.3.2	TIR.....	120
3.3.3	Plazo de recuperación o “pay back” .....	121
3.4	Análisis de sensibilidad.....	122
3.4.1	Caso A: Subvención del 25%, desarrollo tecnológico y reducción de costes....	123
3.4.1.1	Subvención de 25% .....	123
3.4.1.2	Desarrollo de la tecnología empleada y reducción de costes .....	123
3.4.1.3	Resultados Caso A .....	125
3.4.2	Caso B: Caso A con tecnología Off Shore. ....	125
3.5	Resultados y conclusiones.....	127
<b>CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES .....</b>		<b>128</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>130</b>
ANEXO I: Densidades energéticas por unidad de masa y volumen .....		130
ANEXO II: Valores de la Distribución de Gamma .....		131
<b>REFERENCIAS .....</b>		<b>132</b>
Capítulo I .....		132
Objetivo 2020.....		132
Situación energética actual .....		132
Situación energética actual .....		132
Energía eólica .....		132
Tecnologías de almacenamiento.....		133
Hidrógeno.....		133
Capítulo II .....		134
Localización .....		134
Descripción de equipos .....		134
Evaluación de la producción de hidrógeno .....		135
Capítulo III .....		135
ANEXOS .....		136

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1:	Mix de energía primaria en España (en ktep y %)
Tabla 1.2:	Mix de energía final en España (en ktep y %)
Tabla 1.3:	Mix de generación de energía eléctrica peninsular (en GWh y %)
Tabla 1.4:	Mix de potencia eléctrica instalada peninsular (en MW y %)
Tabla 1.5.	Ranking de países con nueva potencia instalada. Enero-Diciembre 2014
Tabla 1.6.	Ranking de países con potencia eólica acumulada. Diciembre 2014
Tabla 1.7.	Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas en 2014.
Tabla 1.8.	Previsiones de generación. Planificación de la Red de transporte
Tabla1.9.	Aplicaciones del hidrógeno
Tabla 2.1	Criterios principales y secundarios
Tabla 2.2.	Características Parque eólico “Los Balos”
Tabla 2.3.	Coordenadas UTM de nuestra planta de hidrógeno
Tabla 2.4.	Distancia del parque eólico con respecto a los Paisajes Naturales
Tabla 2.5.	Distancia con respecto a los LIC´s
Tabla 2.6.	Especificaciones Aerogenerador V90 – 3.0 MW Vestas
Tabla 2.7.	Especificaciones del transformador
Tabla 2.8.	Especificaciones de electrolizadores tipo Alcalino y PEM
Tabla 2.9.	Resumen dimensiones plantas híbridas eólica-hidrógeno
Tabla 2.10.	Especificaciones técnicas HySTAT™60
Tabla 2.11	Especificaciones del compresor PDC-13-1000-3000
Tabla 2.12.	Comparación de los diferentes sistemas de almacenamiento
Tabla 2.13.	Configuración de nuestro parque eólico
Tabla 2.14.	Caracterización del régimen del viento para cada aerogenerador
Tabla 2.15.	Caracterización del régimen del viento para cada aerogenerador corregido
Tabla 2.16.	Valor $\Gamma$ (n) en la localización de cada aerogenerador
Tabla 2.17.	Curva de potencia normalizada según la norma EN 61400-12 para el aerogenerador VESTAS V90/3000
Tabla 2.18.	Producciones energéticas anuales estimadas para cada aerogenerador



PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Tabla 2.19. Escenario de pérdidas de un parque eólico

Tabla 2.20. % vertido EE.RR disponible (Horizonte 2020 PER 2011-2020). REE

Tabla 2.21. % vertido eólico por cuatrimestre en 2013

Tabla 2.22. Contribución de las EE.RR (caso Gran Canaria)

Tabla 2.23. Contribución de las EE.RR en cada isla

Tabla 2.24. Resultados de la producción de hidrógeno

Tabla 2.25. Resultados de la producción de hidrógeno (200 bar)

Tabla 3.1. Inversión en aerogeneradores

Tabla 3.2. Inversión en elemento acondicionador de potencia

Tabla 3.3. Inversión en equipo de osmosis inversa

Tabla 3.4. Inversión en depósito de agua

Tabla 3.5. Inversión en sistema de electrolisis

Tabla 3.6. Inversión en compresor

Tabla 3.7. Inversión en tanque de almacenamiento H<sub>2</sub>

Tabla 3.8. Inversión inicial total

Tabla 3.9. Condiciones de la financiación

Tabla 3.10. Pagos en el plazo de devolución

Tabla 3.11. Coeficiente de amortización de instalaciones de electrólisis

Tabla 3.12. Parámetros de la amortización

Tabla 3.13. Ingresos anuales

Tabla 3.14. Resumen de cuentas, flujos de caja anuales

Tabla 3.15. Flujos de caja actualizados y cálculo del VAN

Tabla 3.16. Cálculo del plazo de recuperación

Tabla 3.17. Resultados financieros

Tabla 3.18 Condiciones de la financiación (Caso A)

Tabla 3.19. Resultados financieros. Caso A

Tabla 3.20. Resultados financieros. Caso B

Tabla 3.21. Resumen de resultados

Tabla 4.1 Equivalencia peso de diferentes combustibles con respecto a 1 kg de H<sub>2</sub>

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1. Evolución de las emisiones contaminantes (izquierda) y Evolución del precio del petróleo (derecha)
- Figura 1.2. “Pico del Petróleo”
- Figura 1.3. Cuota de energías renovables para 2020
- Figura 1.4. Planes energéticos del marco normativo nacional
- Figura 1.5. Porcentaje de la energía renovable en el consumo final bruto de energía
- Figura 1.6 Evolución de la energía primaria
- Figura 1.7. Evolución de la energía final
- Figura 1.8. Generación anual por tecnologías (1998-2014)
- Figura 1.9. Evolución de la producción energética en Régimen Especial y Ordinario (GWh), 2007-2014
- Figura 1.10. Estructura de la cobertura de la demanda en b.c .
- Figura 1.11. Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de energía eléctrica peninsular MtCO<sub>2</sub>
- Figura 1.12. Porcentaje de producción renovable y no renovable por comunidades autónomas
- Figura 1.13. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular
- Figura 1.14. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Canarias
- Figura 1.15. CECRE
- Figura 1.16. Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ANTSO-E y limítrofes
- Figura 1.17. Ratio de interconexión en 2011 y 2020
- Figura 1.18. Evolución horaria de la demanda de energía
- Figura 1.19. Los vertidos de la generación renovable
- Figura 1.20. Retos de eficiencia energética y soluciones de gestión de la demanda
- Figura 1.21. Tipología de generación eólica en función de la localización y la escala del proyecto
- Figura 1.22. Potencia eólica instalada acumulada a nivel global (1997-2014)
- Figura 1.23. Potencia eólica anual instalada a nivel global (1997-2014)
- Figura 1.24. Capacidad eólica offshore acumulada en 2014

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Figura 1.25. Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación en España, 1998-2014.

Figura 1.26. Estructura de generación neta en 2014

Figura 1.27. Comparación del ratio potencia eólica/extensión territorial con otras comunidades autónomas. Años 2012 y 2013

Figura 1.28. Comparación del ratio potencia/población con otras comunidades autónomas. Años 2012 y 2013

Figura 1.29. Antigüedad de los parques eólicos en el año 2014

Figura 1.30. Evolución de los precios horarios en función del nivel de penetración eólica en el año 2014

Figura 1.31. Error de pronóstico para los parques eólicos

Figura 1.32. Desconexión eólica (02/11/2008).

Figura 1.33. Vertido de energía eólica en 2010 (%)

Figura 1.34. % de pérdida de generación eólica por restricciones energéticas a nivel nacional

Figura 1.35. Evolución trimestral de recortes eólicos en España. Desde enero de 2010 hasta abril de 2013 (MW)

Figura 1.36. Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con la forma de energía

Figura 1.37. Esquema almacenamiento de energía mediante bombeo hidráulico

Figura 1.38. Esquema Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido

Figura 1.39. Esquema de volante de inercia

Figura 1.40. Sistema de almacenamiento (CSP)

Figura 1.41: Métodos de producción de hidrógeno

Figura 1.42. Proceso de electrólisis.

Figura 1.43. Esquema del Sistema eólico-H<sub>2</sub> para la producción de hidrógeno

Figura 1.44. Esquema del Sistema eólico-H<sub>2</sub> para acoplar producción y demanda

Figura 2.1. Zonas en España con mayores recursos eólicos

Figura 2.2. Parques eólicos en Canarias

Figura 2.3. Red de transportes de la isla de Gran Canaria

Figura 2.4. Localización de Gran Canaria en las Islas Canarias

Figura 2.5. Localización del Término municipal de Agüimes en Gran Canaria

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Figura 2.6. Localización de la planta de producción de hidrógeno

Figura 2.7. Zonas de mayores recursos eólicos en las Islas Canarias

Figura 2.8. Distancia de la planta a la costa de Arinaga

Figura 2.9. Distribución de los Espacios Naturales Protegidos

Figura 2.10. Distribución de los Lugares de Interés Comunitario

Figura 2.11. Distancia del Parque eólico al Puerto de Arinaga

Figura 2.12. Accesibilidad de la planta de Hidrógeno

Figura 2.13. Diagrama de los distintos sistemas

Figura 2.14. Diagrama del sistema eólico

Figura 2.15. Aerogenerador Vestas V90-3000

Figura 2.16. Diagrama del Sistema de Tratamiento del agua

Figura 2.17. Equipo de osmosis inversa

Figura 2.18. Depósito de agua

Figura 2.19. Diagrama del sistema de producción de hidrógeno

Figura 2.20. Proceso de electrolisis del agua

Figura 2.21. Esquema de electrólisis alcalina (izquierda) y PEM (derecha)

Figura 2.22. Evolución del Coste Capital para Sistemas Alcalinos y Sistemas PEM

Figura 2.23. Silyzer 200.

Figura 2.24. Planta Power to Gas E-ON (Falkenhagen, Alemania)

Figura 2.25. Plantas Sotavento (izda.) y RES2H2 España (dcha.)

Figura 2.26. Electrolizador HySTAT™60 outdoor

Figura 2.27. Diagrama del sistema de acondicionamiento de H<sub>2</sub>

Figura.2.28. Clasificación de compresores según el caudal (m<sup>3</sup>/h) y la presión (bar)

Figura 2.29. Compresor de diafragma PDC-13-900-3000

Figura 2.30. Almacenamiento de hidrógeno a 200 bar en la Planta Sotavento

Figura 2.31. Expresión matemática de la Distribución de Weibull de la velocidad del viento

Figura 2.32. Caracterización del régimen del viento del primer aerogenerador

Figura 2.33. Expresión matemática de la interpolación de los datos del viento a la altura del buje

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Figura 2.34. Curva de potencia normalizada según la norma EN 61400-12 para el aerogenerador VESTAS V90/3000

Figura 2.35. Expresión matemática de la Producción Energética Anual (PEA)

Figura 2.36. Esquema del cálculo de la potencia eléctrica en exceso

Figura 2.37. Esquema de cálculo de la cantidad de hidrógeno producido

Figura 2.38. Expresión matemática de la ecuación de los gases reales

Figura 2.39. Factor de compresibilidad según la presión

Figura 3.1. Expresión matemática para el cálculo del VAN

Figura 3.2. Expresión matemática para el cálculo del TIR

Figura 3.3. Coste capital de los sistemas de electrolisis alcalinos

Figura 3.4. Tendencia de la eficiencia de los sistemas de electrólisis alcalina y PEM

Figura 4.1 Energía por unidad de masa de diferentes combustibles

Figura 4.2 Energía por unidad de volumen de distintos combustibles en diferentes estados.

Figura 4.3. Distribución de Gamma

## RESUMEN

En el presente proyecto, se pretende abordar la posibilidad de aprovechar los excedentes que se producen en un parque eólico, concretamente situado en las Islas Canarias, poniendo en funcionamiento una planta de producción de hidrógeno.

En el primer capítulo, se realizará un estudio de la situación energética actual, tanto a nivel europeo, enunciando los objetivos propuestos para fomentar el uso de las energías renovables, a nivel nacional, destacando la importancia de la energía eólica dentro del mix de generación eléctrica, y en el territorio canario, donde se comprobará la escasa generación con fuentes de origen renovable, pese a la importancia de sus recursos. Una vez realizado dicho estudio, y analizado las causas por las que se complica la integración renovable en el territorio español (sobre todo por la escasa interconexión eléctrica), se describe la energía eólica, por su importancia con respecto a las demás energías renovables. Tras realizar un análisis de dicha tecnología, se describirá la problemática de los cortes eólicos debidos a los excesos de producción. Una vez constatada la necesidad del empleo de un sistema de almacenamiento para poder aprovechar dicha energía excedentaria, se describirán las distintas posibilidades de almacenamiento, planteando como opción, la producción de hidrógeno a través de una planta que se ponga en funcionamiento mediante dicha energía excedentaria, utilizando el proceso de electrolisis.

Elegida la producción de hidrógeno como sistema de almacenamiento de los excedentes eólicos, el segundo capítulo tendrá tres objetivos. En primer lugar, se elegirá el emplazamiento idóneo para situar la planta dentro del territorio canario. A continuación, se procederá a su diseño. Para ello, se describirán y se elegirá la dimensión de los principales componentes. Finalmente, se obtendrá la cantidad de hidrógeno producido, que servirá para evaluar los ingresos que se podrían obtener.

Por último, en el tercer capítulo se realizará un estudio económico para analizar la viabilidad del proyecto, tanto para una situación inicial, como para dos escenarios hipotéticos que muy probablemente podrían surgir en un corto espacio de tiempo.

## CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Los objetivos del primer capítulo del proyecto, serían dar conocimiento de la importancia de la integración de energía renovable en el sistema energético, conocer la escasa producción de este tipo de energías en las islas Canarias, analizar la importancia de la energía eólica en dicha integración, describir la cantidad de excedentes eólicos que se producen, y proponer una solución a ello mediante un sistema de almacenamiento.

A continuación, se realiza una breve descripción de los 5 apartados en los que se divide el primer capítulo del proyecto.

- 1. Estrategia energética de la Unión Europea.** Debido a las consecuencias que ha traído consigo el sistema energético de origen fósil actual, en el presente apartado se estudian las principales medidas adoptadas por la Unión Europea en su apartado de Cambio Climático y Sostenibilidad Energética con el objetivo de promover el uso de energías renovables. Una vez analizados los objetivos pretendidos, se estudia el cumplimiento de los mismos a nivel europeo y nacional, así como los objetivos de cara al futuro.
- 2. Situación energética actual.** Para estudiar el grado de integración de energía renovable en España, en el segundo apartado se describe la evolución durante la última década de su mix eléctrico y energético, así como la cobertura de la demanda. Por último, puesto que el proyecto está enfocado en las islas Canarias, se realiza una comparación entre la cobertura de la demanda en España y en el Archipiélago, comprobando la escasa producción de origen renovable en el territorio canario.
- 3. Dificultades de la Integración de renovables en España.** Conocido el panorama energético que caracteriza el territorio nacional, y sabiendo de la importancia de la integración de energías renovables tras las medidas propuestas por la Unión Europea, en el tercer apartado se describe el papel que tiene el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) en dicha integración, y se analizan las dos principales causas por las que la integración de energías renovables es complicada en el territorio nacional (la escasa interconexión eléctrica con otros países y la morfología de la curva de la demanda).
- 4. Energía eólica.** Debido a la importancia que tiene la energía eólica para la integración de energías renovables, en el apartado actual se realizará una breve descripción de las características de dicha tecnología, así como un análisis de su situación a nivel mundial, en España y en el caso particular que nos atañe, en las Islas Canarias. Finalmente se describirán sus aspectos positivos y negativos, comprobando la cantidad de energía

eólica desperdiciada debido a los excedentes de producción, y que podría ser aprovechada mediante el empleo de sistemas de almacenamiento.

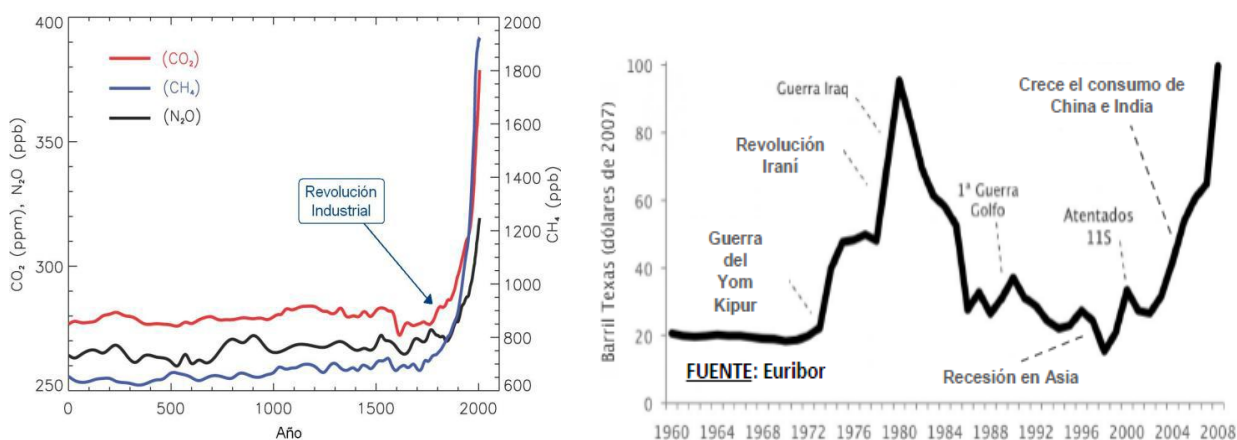
**5. Tecnologías de almacenamiento.** Comprobada la necesidad de utilizar sistemas de almacenamiento para promover el uso de energías renovables, en el presente apartado se describen los principales tipos, y finalmente, se elige el que mejor se adapte al almacenamiento de excedentes eólicos.

**6. Hidrógeno.** Al haber elegido el almacenamiento en forma de hidrógeno, en el último apartado del primer capítulo, se realizará una descripción sus propiedades, sus métodos de producción, aplicaciones y finalmente se describirán los diferentes tipos de sistemas que combinan energía eólica e hidrógeno, eligiendo la opción que mejor se adapta a las características del proyecto.

## 1.1 Estrategia de la Unión Europea

El sistema energético que ha dominado durante el siglo XX, se ha basado en el uso masivo de las fuentes energéticas relacionadas con los recursos fósiles: carbón, petróleo, gas natural y sus derivados. Pese a ser responsable del gran desarrollo tecnológico hasta la época, su utilización ha tenido una serie de consecuencias:

- **Emisiones contaminantes:** Desde 1750 hasta 2010, las concentraciones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera aumentaron en más de un 36%.
- **Situación geopolítica mundial:** El 64% de las reservas mundiales de petróleo y de gas se encuentran en los países de Oriente Medio, por lo que la producción de combustibles fósiles está evidentemente influenciada con la situación geopolítica de dichas zonas.



**Figura1.1. Evolución de las emisiones contaminantes (izquierda) y Evolución del precio del petróleo (derecha). (Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno)**



- **Recursos finitos y agotables:** Estudios como el realizado por la Asociación para el Estudio del auge del Petróleo y del Gas (ASPO), afirman que el “pico de petróleo” tendrá lugar esta misma década.

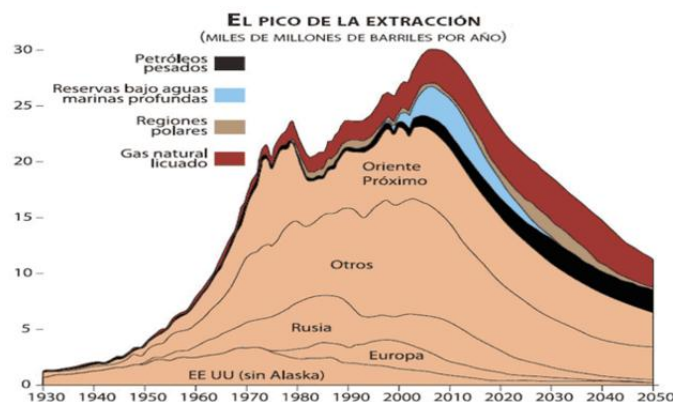


Figura 1.2. “Pico del Petróleo” (Fuente: ASPO, 2004)

Como se ha podido comprobar, la situación energética actual, ha puesto de manifiesto la necesidad de buscar otro tipo de fuentes energéticas alternativas, en búsqueda de reducir los efectos negativos provocados por el sistema energético de origen fósil. A nivel europeo, el compromiso energético se pone de manifiesto en la estrategia Objetivo 2020 iniciada en el año 2010.

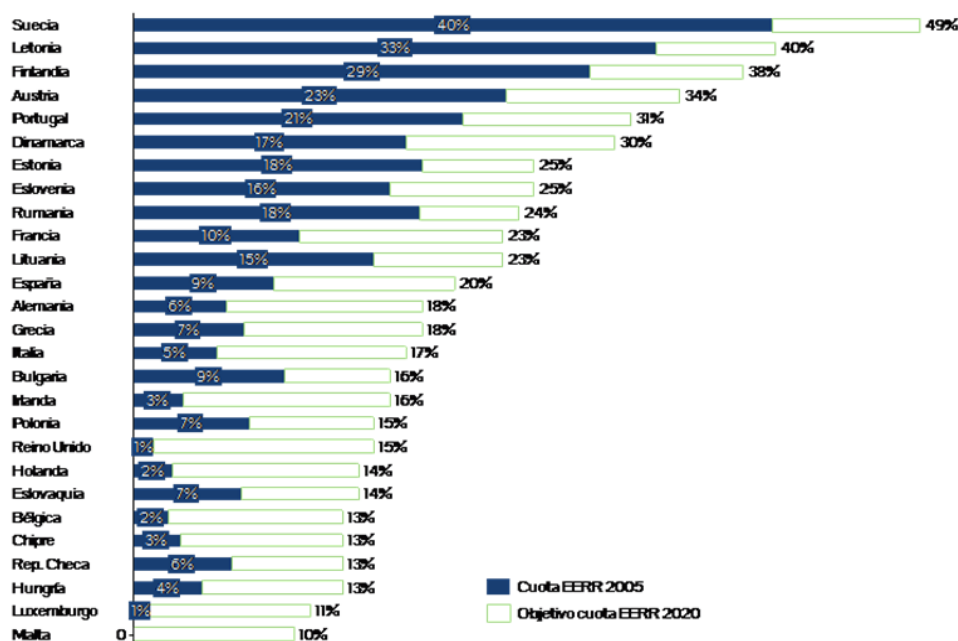
### 1.1.1 Objetivo 2020

En el año 2010, se inició **Europa 2020**, estrategia de la Unión Europea para el crecimiento y el empleo, cuya duración se estima en 10 años. En ese periodo de tiempo, se pretende alcanzar 5 objetivos principales en los siguientes ámbitos: empleo, investigación y desarrollo, clima/energía, educación, integración social y reducción de la pobreza.

En lo que respecta al apartado de **Cambio Climático y Sostenibilidad Energética**, los objetivos son los siguientes:

- **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%** (o un 30% si se dan las condiciones) respecto a los niveles de 1990.
- **Alcanzar el 20% de fuentes renovables** en el consumo energético de la UE en 2020 y un 10% en el sector del transporte.
- **Aumentar la eficiencia energética** con el fin de ahorrar un 20% del consumo energético de la UE respecto de las proyecciones para el año 2020.

La relevancia que tendrá cada uno de los EEMM (Estados miembros de la Unión Europea) para la consecución de los objetivos, vendrá definida según su consumo de renovables en 2005, su potencial en recursos renovables y el PIB per cápita de cada país. En la figura 1.3, se muestra tanto la cuota de energías renovables de la que partía cada país en 2005, como su objetivo vinculante para el año 2020.



**Figura 1.3. Cuota de energías renovables para 2020. (Fuente: Página web “Energía y sociedad”)**

En el caso de España, el objetivo se traduce en que al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020, provenga de fuentes de energías renovables (mismo objetivo que para la media de la UE), así como una contribución mínima del 10% de dichas fuentes en el transporte.

### 1.1.2 Marco Normativo Nacional

Para hacer frente a las directrices marcadas por la Unión Europea, la política energética española se ha ido consolidando a través de diferentes planes:

**“Plan de Acción 2005-2007, Planes de Acción 2008-2011 y 2011-2020** de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), **Plan de Energías Renovables 2005-2010, Plan de Energía Renovables 2011-2020, Plan de Activación 2008-2011**, o la **Planificación energética indicativa 2012-2020** (Según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible) ”<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Extraído del documento “Estrategia Energética en la Unión Europea. Objetivo 20-20-20”. Grupo Render Industrial. Diputación de Cádiz. Agencia Provincial de la energía.

# PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		2016		2020
<b>PLAN ACCIÓN 2005- 2007</b> (8 julio 2005) Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)			<b>PLAN DE ACCIÓN 2008-2012</b> (27 julio 2007) Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (PAE4+) 1ª Plan Nacional					<b>Plan Acción Nacional de Eficiencia Energética 2011-2020</b> (29 Julio 2011) (2º Plan Nacional)			
			<b>Plan Activación 2008-2011</b>			<b>Plan de intensificación del ahorro y la eficiencia energética 2011-2020</b>					
<b>Plan Energías Renovables 2005-2010</b> (Revisión del Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010)						<b>Plan Energías Renovables 2011-2020</b> (11 nov 2011)					
						<b>Planificación Energética Indicativa 2012-2020</b> (Según la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible)					

**Figura 1.4. Planes energéticos del marco normativo nacional. (Fuente: Grupo Render Industrial. Estrategia Energética en la UE. Objetivo 20-20-20)**

Tras el **PER 2005-2010**, la política de apoyo a las energías renovables trajo consigo unos resultados bastante positivos. En cuanto a energía primaria, las energías renovables pasaron de cubrir una cuota del 6.3% en 2004, a alcanzar un 11.3% en el año 2010. No menos significativa fue la aportación sobre el consumo final bruto, elevándose su porcentaje en el año 2010 a un 13, 2% (de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE).

A partir de ese momento, la política nacional en cuanto a las energías renovables pasó de encontrarse en la fase de lanzamiento, a situarse en la fase de consolidación y desarrollo. De acuerdo con la *Ley 2/2011 de 4 de marzo de Economía Sostenible*<sup>2</sup>, los marcos de apoyo deberán basarse en los conceptos de estabilidad, flexibilidad para incorporar los avances tecnológicos, internalización de costes del sistema energético y priorización de la innovación.

## 1.1.3 Consecución de los objetivos a nivel nacional

Como afirmó el comisario de Energía Günter Oettinger, en la Comisión Europea celebrada el día 17-03-2014, "El método de análisis desarrollado para la Comisión, basado en modelos económicos, indica que las actuales medidas estratégicas vigentes en España no podrían, por sí solas, alcanzar el objetivo marcado para 2020".

<sup>2</sup> «BOE» núm. 55, de 5 de marzo de 2011, páginas 25033 a 25235 (203 págs.)

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Dichas previsiones fueron ratificadas en uno de los informes realizados por la Agencia Europea del Medio Ambiente (EEA), dependiente de la Comisión Europea, que sentenciaba como “muy improbable” la consecución del objetivo con las actuales condiciones, a la vista de los datos de 2013. Se destacaba que pese a que en 2011 España superaba con creces el objetivo del 11% impuesto para el periodo 2011-2012, debido a las medidas tomadas posteriormente, la evolución de las fuentes de energías renovables sufrió una clara ralentización.

Dicho informe concluye que España, al igual que Bélgica, Croacia, Chipre, Francia, Grecia, Hungría, Rumanía y Letonia, debe “conseguir un crecimiento absoluto dos o tres veces mayor al del periodo 2005-2012” en renovables.

Según los datos recogidos por EUROSTAT (Oficina Estadística de la Unión Europea), al cierre de 2013, el 15,4% de la energía consumida en España tenía origen en energías renovables.

Tras observar los resultados al final del año 2013, los únicos países que han conseguido llegar a los objetivos prefijados son Bulgaria, Estonia y Suecia.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	OBJETIVO
EU (28 countries)	8.3	8.7	9.2	10.0	10.5	11.9	12.5	12.9	14.3	15.0	20
EU (27 countries)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	20
Belgium	1.9	2.3	2.7	3.4	3.8	5.2	5.7	6.1	7.4	7.9	13
Bulgaria	9.5	9.4	9.6	9.2	10.5	12.2	14.1	14.3	16.0	19.0	16
Czech Republic	5.9	6.0	6.4	7.4	7.6	8.5	9.5	9.5	11.4	12.4	13
Denmark	14.5	15.6	15.9	17.8	18.6	20.0	22.0	23.4	25.6	27.2	30
Germany	5.8	6.7	7.7	9.0	8.5	9.9	10.4	11.4	12.1	12.4	18
Estonia	18.4	17.5	16.1	17.1	18.9	23.0	24.6	25.5	25.8	25.6	25
Ireland	2.4	2.9	3.1	3.6	4.1	5.1	5.6	6.6	7.3	7.8	16
Greece	6.9	7.0	7.2	8.2	8.0	8.5	9.8	10.9	13.4	15.0	18
Spain	8.3	8.4	9.2	9.7	10.8	13.0	13.8	13.2	14.3	15.4	20
France	9.4	9.6	9.5	10.3	11.2	12.3	12.8	11.2	13.6	14.2	23
Croatia	13.2	12.8	12.8	12.1	12.1	13.1	14.3	15.4	16.8	18.0	20
Italy	5.6	5.8	6.4	6.4	7.3	9.1	10.5	12.1	15.4	16.7	17
Cyprus	3.1	3.1	3.3	4.0	5.1	5.6	6.0	6.0	6.8	8.1	13
Latvia	32.8	32.3	31.1	29.6	29.8	34.3	30.4	33.5	35.8	37.1	40
Lithuania	17.2	17.0	17.0	16.7	18.0	20.0	19.8	20.2	21.7	23.0	23
Luxembourg	0.9	1.4	1.5	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	3.1	3.6*	11
Hungary	4.4	4.5	5.1	5.9	6.5	8.0	8.6	9.1	9.5	9.8	14.65*
Malta	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.0	1.4	2.7	3.8	10
Netherlands	1.9	2.3	2.6	3.1	3.4	4.1	3.7	4.3	4.5	4.5	14
Austria	22.7	23.9	25.5	27.5	28.4	30.3	30.8	30.9	32.1	32.6	34
Poland	6.9	6.9	6.9	6.9	7.7	8.7	9.2	10.3	10.9	11.3	15
Portugal	19.2	19.5	20.8	21.9	23.0	24.4	24.2	24.7	25.0	25.7	31
Romania	17.0	17.6	17.1	18.3	20.5	22.7	23.4	21.4	22.8	23.9	24
Slovenia	16.1	16.0	15.6	15.6	15.0	19.0	19.3	19.4	20.2	21.5	25
Slovakia	5.7	5.9	6.3	7.6	7.7	9.3	9.0	10.3	10.4	9.8	14
Finland	29.2	28.8	30.0	29.6	31.4	31.5	32.5	32.9	34.5	36.8	38
Sweden	38.7	40.5	42.6	44.1	45.2	48.2	47.2	48.9	51.1	52.1	49
United Kingdom	1.2	1.4	1.6	1.8	2.4	3.0	3.3	3.8	4.2	5.1	15
Iceland	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	64
Norway	58.1	59.8	60.3	60.2	61.8	64.8	61.2	64.7	65.9	65.5	67.5
Switzerland											

**Figura 1.5. Porcentaje de la energía renovable en el consumo final bruto de energía. (Fuente: Grupo Render Industrial “Estrategia Energética en la UE. Objetivo 20-20-20”)**

#### 1.1.4 Balance de la Estrategia Europa 2020

A pesar de lo que ocurre en España, a nivel europeo es muy factible que se logren los objetivos establecidos en el apartado de Cambio Climático y Sostenibilidad Energética de aquí a 2020. Los avances obtenidos son ya evidentes:

- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** la reducción en 2012 había sido del 18%, y según un estudio de la Agencia Europa de Medio Ambiente (AEMA), entre 2012 y 2013 se redujeron en un 2%. Siguiendo esta progresión, se espera alcanzar el 24% en 2020.
- **Cuota de energías renovables:** Del 7.5% en el año 2000, se evolucionó al 14.4% en 2012. Se pretende alcanzar en 2020 el 21%.
- **Eficiencia energética:** Entre los años 2000 y 2012 se redujo un 8%. La situación económica podría ralentizar dicho objetivo.

#### 1.1.5 Más allá de 2020 (Marco sobre clima y energía para 2030)

Durante el mes de octubre de 2014, los dirigentes de la UE adoptaron el marco de clima y energía para el año 2030, estableciendo 3 objetivos principales:

- **Reducir** al menos un **40 % las emisiones de gases de efecto invernadero** (en relación con los niveles de 1990).
- **Aumentar** en al menos un **27% la cuota de energía renovables** en el consumo final de energía.
- **Reducir** como mínimo un **27% el consumo energético** (mejorando la eficiencia energética).

Con ello, se pretende avanzar hacia una economía baja en carbono (se estima disminuir en un 80-95% las emisiones de gases de efecto invernadero) y la creación de un sistema energético que: garantice una energía asequible, aumente la seguridad en el suministro energético, reduzca la dependencia de las importaciones de energía y cree nuevas oportunidades de crecimiento y empleo.

### 1.2 Situación energética actual en España

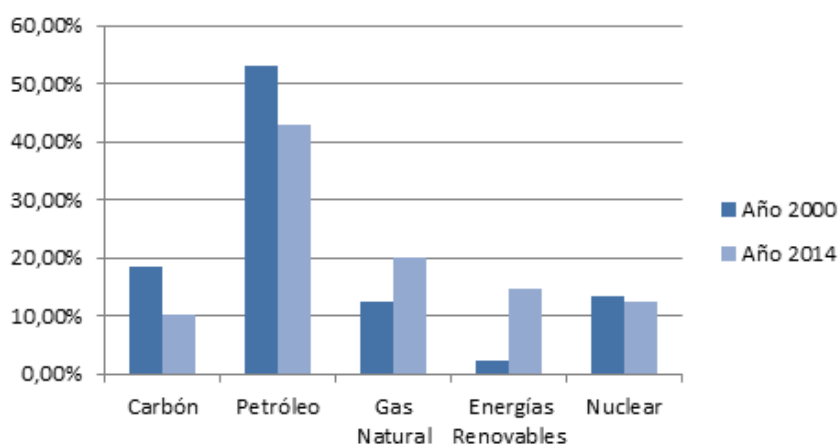
Una vez definida la senda que deberán seguir los países de la Unión Europea en cuanto a política ambiental se refiere, comprobando la importancia de integrar en el sistema energético la mayor cantidad de producción de origen renovable, en el presente apartado se realiza un estudio de la situación actual energética que vive España.

### 1.2.1 Evolución del mix energético

Hoy en día, el mix energético difiere en gran medida del existente hace 15 años. En las siguientes tablas, se recoge tanto la evolución sufrida por la energía primaria, como por la energía final, durante el periodo comprendido entre los años 2000 y 2014. Los datos son recogidos del Boletín Estadístico del *Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)*.

<b>Tabla 1.1: Mix de energía primaria en España (en ktep y %)</b>				
	<b>Año 2000</b>		<b>Año 2014</b>	
	<b>Ktep</b>	<b>(%)</b>	<b>Ktep</b>	<b>(%)</b>
<b>Carbón</b>	22.347	18,4	11.975	10,04
<b>Petróleo</b>	64.663	53,1	50.740	42,55
<b>Gas Natural</b>	15.223	12,5	23.664	19,84
<b>Energías Renovables</b>	2.943	2,4	17.394	15,04
<b>Nuclear</b>	16.211	13,3	14.933	12,52
<b>Saldo</b>	382	0,3	-293	
<b>TOTAL</b>	<b>121.768</b>	<b>100</b>	<b>118.413</b>	<b>100</b>

Como se puede observar, se ha producido una clara disminución del porcentaje tanto de carbón (de 18.4 a 10.04%) como de petróleo (de 53.1 a 42.55%), siendo compensada por el aumento tanto de Gas Natural (de 12.5 a 19.84 %) como de energías renovables (de 2.4 a 15.04 %). En cuanto a la nuclear, la aportación de energía primaria al mix global se ha mantenido prácticamente constante. En el siguiente gráfico, se puede comprobar de una manera más explicativa dicha evolución.

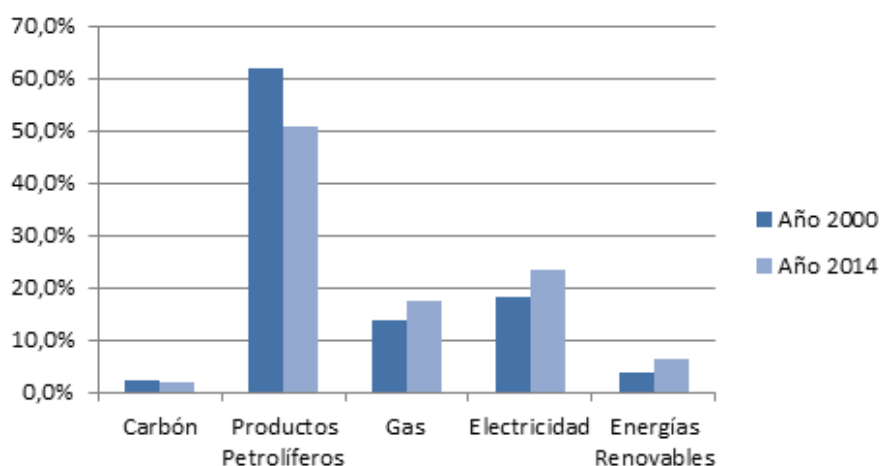


**Figura 1.6 Evolución de la energía primaria**

<b>Tabla 1.2: Mix de energía final en España (en ktep y %)</b>				
	<b>Año 2000</b>		<b>Año 2014</b>	
	<b>Ktep</b>	<b>(%)</b>	<b>Ktep</b>	<b>(%)</b>
<b>Carbón <sup>(1)</sup></b>	1.959	2,2	1.547	1,85
<b>Productos Petrolíferos</b>	54.893	61,7	42.413	50,78
<b>Gas</b>	12.377	13,9	14.695	17,59
<b>Electricidad</b>	16.207	18,2	19.576	23,44
<b>Energías Renovables</b>	3.469	3,9	5.294	6,34
<b>TOTAL</b>	<b>88.905</b>	<b>100</b>	<b>83.525</b>	<b>100</b>

(1) El carbón incluye los gases derivados del carbón

Análogamente a lo que ocurría con la energía primaria, se ha producido un claro descenso en la participación de los productos petrolíferos (en más de 10 puntos), a diferencia del carbón, el cual se ha mantenido en valores similares. En cuanto a la electricidad, el gas y las energías renovables, han aumentado en aproximadamente 5, 4 y 2 puntos respectivamente.



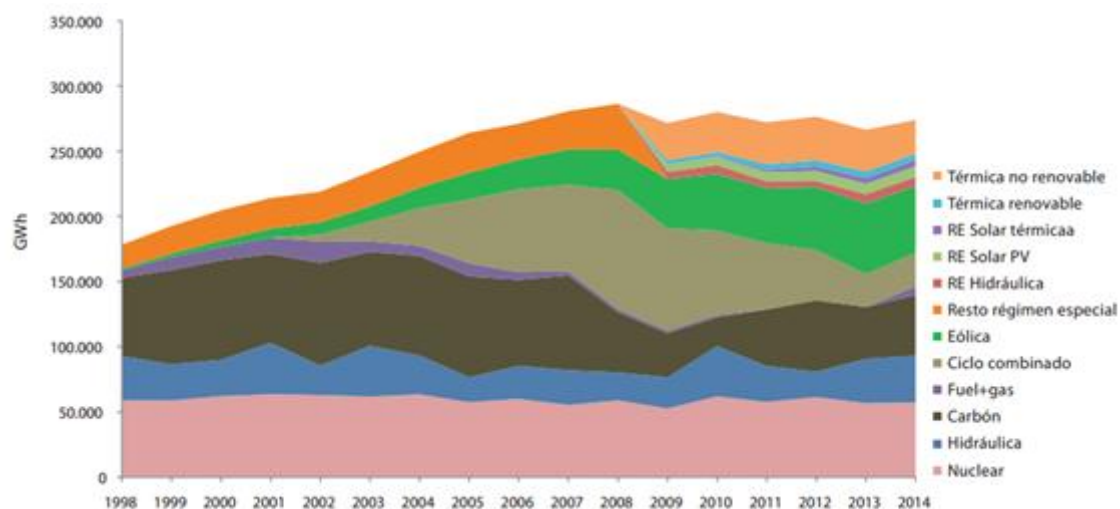
**Figura 1.7. Evolución de energía final**

### 1.2.2 Evolución del mix eléctrico

Al igual que se hizo con el mix energético, si se realiza el mismo estudio para el mix eléctrico, se puede observar una evolución muy llamativa, habiéndose diversificado la participación de cada una de las tecnologías en el mix de generación eléctrica.

Este hecho queda registrado en el gráfico recogido del informe anual de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) del año 2015, donde se analiza la evolución de la estructura de generación anual por tecnologías.

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO



**Figura 1.8. Generación anual por tecnologías (1998-2014).** (Fuente: AEE. Informe anual 2015)

En la siguiente tabla 1.3, se puede observar con mayor profundidad el peso de cada una de las tecnologías en el mix de generación eléctrica tanto para el año 2000 como para el año 2014.

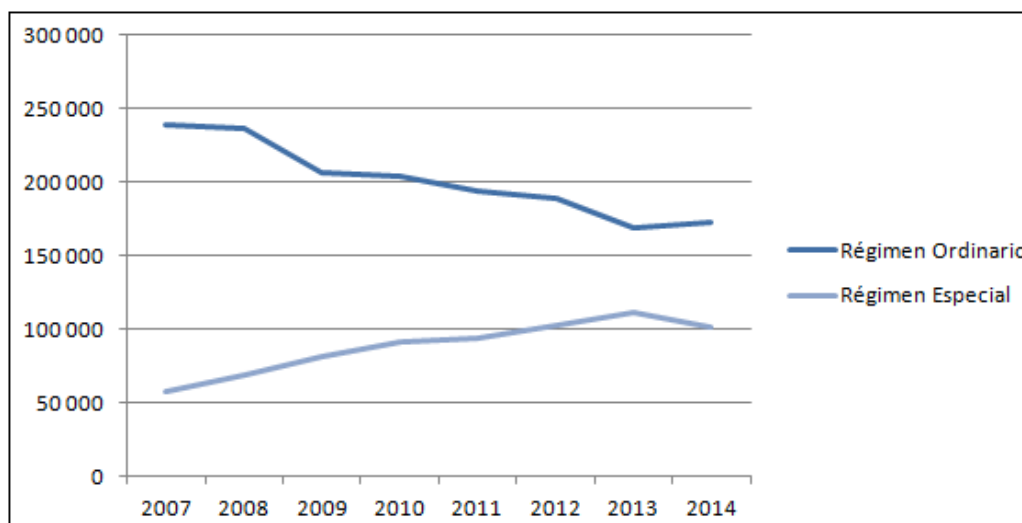
Tabla 1.3: Mix de generación de energía eléctrica peninsular (en GWh y %)				
	Año 2000		Año 2014	
	GWh	(%)	GWh	(%)
Hidráulica	24.206	12,6	35.860	13,1
Nuclear	59.808	31,1	57.376	20,9
Carbón	71.793	37,4	46.480	17,0
Fuel	9.599	5,0	6.663	2,4
Ciclo Combinado	0	0,0	25.919	9,5
<b>TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO</b>	<b>165.405</b>	<b>86,1</b>	<b>172.298</b>	<b>62,8</b>
Hidráulica	3.836	2,0	7.073	2,6
Eólica	4.462	2,3	51.031	18,6
Solar Fotovoltaica	23	0,01	8.208	3,0
Solar Térmica	0	0,0	4.959	1,8
Térmica Renovable	961	0,5	4.729	1,7
Térmica no Renovable	17.358	9,0	25.886	9,4
<b>TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL</b>	<b>26.641</b>	<b>13,9</b>	<b>101.886</b>	<b>37,2</b>
<b>TOTAL GENERACIÓN NETA</b>	<b>192.046</b>	<b>100</b>	<b>274.184</b>	<b>100</b>

Uno de los hechos más significativos tras analizar la tabla 1.3, es el llamativo aumento que ha sufrido la producción energética en Régimen Especial, que ha pasado de corresponder el 13.9% de la generación, a un más que significativo 37.2%.



PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la siguiente figura 1.7, cuyos datos han sido recogidos de la web de Red Eléctrica de España (REE), se puede observar la evolución de la producción energética en Régimen Ordinario y en Régimen Especial durante el periodo comprendido entre 2007 y 2014.



**Figura 1.9. Evolución de la producción energética en Régimen Especial y Ordinario (GWh), 2007-2014**

Los altos niveles de penetración del Régimen Especial son de vital importancia para conseguir lograr una alta integración de energía renovable, y así intentar conseguir el objetivo que se persigue en la Unión Europea.

Este aumento de la diversificación de tecnologías también se pone de manifiesto cuando se observa el mix de la potencia instalada.

Tabla 1.4: Mix de potencia eléctrica instalada peninsular (en MW y %)				
	Año 2000		Año 2014	
	MW	(%)	MW	(%)
Hidráulica	18.542	35,4	19.896	19,5
Nuclear	7.799	14,9	7.866	7,7
Carbón	11.542	22,0	10.972	10,7
Fuel + Gas	8.231	15,7	520	0,5
Ciclo Combinado	0	0,0	25.348	24,8
Eólica	1.829	3,5	22.845	22,3
Solar Fotovoltaico	2	0,0	4.428	4,3
Solar Térmica	0	0,0	2.300	2,2
Térmica Renovable	181	0,3	1.012	1,0
Cogeneración y resto	4.216	8,0	7.075	6,9
<b>TOTAL</b>	<b>52.342</b>	<b>100</b>	<b>102.262</b>	<b>100</b>

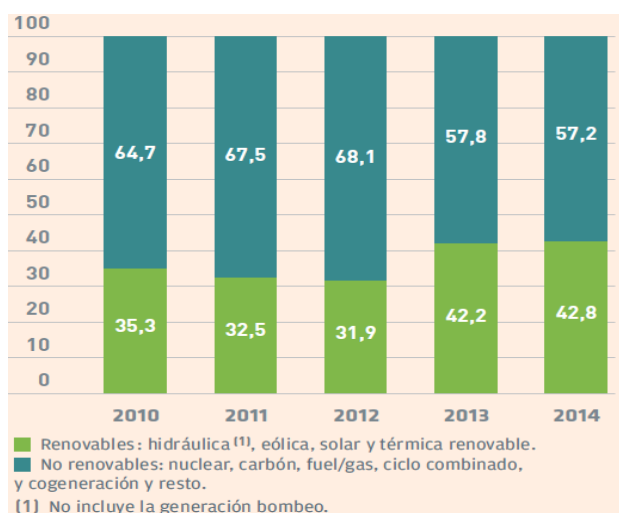
### 1.2.3 Cobertura de la demanda

Volviendo a la tabla 1.3, hay que destacar que la tecnología con mayor peso en cuanto a la cobertura de la demanda ha sido la nuclear (20.9% del total), muy seguida de cerca por la eólica (18.6%). El carbón ha visto aumentada su participación (17%), así como la hidráulica, que sigue obteniendo muy buenos resultados.

Por el contrario, la cogeneración y los ciclos combinados han reducido su participación, aportando un 9.4% y 9.5% respectivamente (11.76% y 10.8% en 2013). Por último, se encuentran las tecnologías solares y la térmica renovable, que conjuntamente han cubierto el 7 % de la demanda, aportación similar a la de 2013.

Como se puede comprobar, las energías renovables siguen teniendo un papel destacado en la producción global de energía, cubriendo el 42,8 % de la producción total (un 42,2 % en 2013). **Sigue destacando la generación eólica**, que pese a reducir su aportación con respecto al año anterior, tan solo le supera la nuclear como principal tecnología. No obstante, en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre, la generación eólica fue la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 29,2%, el 27,8%, el 25,6% y el 21,7%, respectivamente.

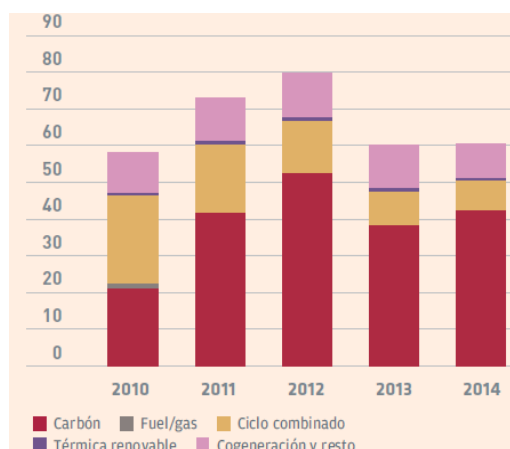
En la siguiente figura, recogida del informe anual de Red Eléctrica de España (REE), se comprueba la evolución de las energías renovables en la estructura de la cobertura de la demanda en el periodo comprendido entre los años 2010 y 2014.



**Figura 1.10. Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.<sup>3</sup>. (Fuente: REE. Informe "El sistema eléctrico español 2014")**

<sup>3</sup> Demanda b.c. (barras de central): Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución. (REE).

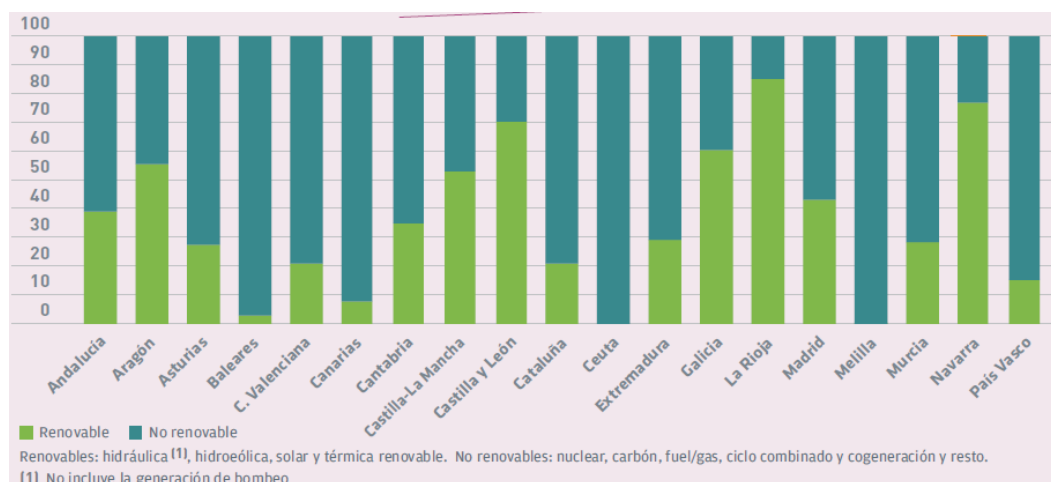
Este valor de penetración de renovables ha compensado el aumento de generación con carbón que se produjo en el año 2014. Así, las emisiones de CO<sub>2</sub> se han mantenido en un valor muy similar al del año 2013, siendo estas de 60,5 y 60,1 millones de toneladas respectivamente.



**Figura 1.11. Emisiones de CO2 asociadas a la generación de energía eléctrica peninsular MtCO2 (Fuente: REE. Informe "El sistema eléctrico español 2014")**

#### 1.2.4 Situación energética en Canarias

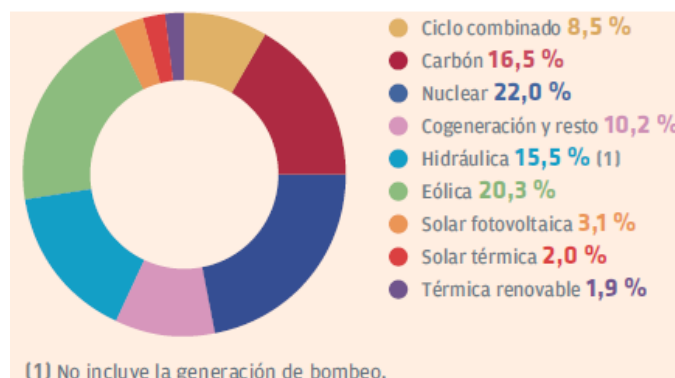
Una vez analizada la situación peninsular, se analiza la particularidad del territorio canario. Como recoge la Confederación Canaria de Asociaciones Profesionales (Concap), pese a disponer el Archipiélago de unas condiciones inmejorables para la producción energética a través de renovables, en 2014 se produjeron 165 MW frente a otras comunidades autónomas que tuvieron una producción superior a los 5.000 MW, estando únicamente Ceuta, Melilla y las Islas Baleares como comunidades con un porcentaje de producción renovable inferior a la del territorio insular, como se puede observar en la siguiente figura.



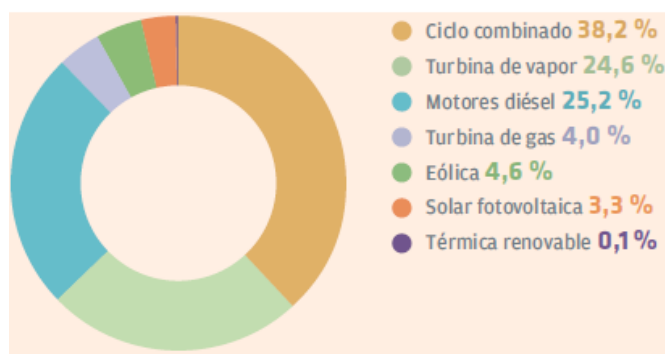
**Figura 1.12. Porcentaje de producción renovable y no renovable por comunidades autónomas (Fuente: REE. Informe "El sistema eléctrico español 2014")**

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Si se realiza una comparación de la cobertura del territorio peninsular con el canario, se observa rápidamente la baja relevancia que tienen las energías renovables frente a las demás energías convencionales.



**Figura1.13. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular**  
(Fuente: REE. Informe "El sistema eléctrico español 2014")



**Figura1.14. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Canarias**  
(Fuente: REE. Informe "El sistema eléctrico español 2014")

Este hecho resulta bastante llamativo si se recuerda la intervención de Jeremy Rifkin, presidente de Foundation on Economic Trends y experto en la energía de hidrógeno, en el *IV Seminario Internacional de Comarcas Sostenibles* organizada por la Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria en la que aseguraba que "Canarias es la Arabia Saudí de las energías renovables y puede ser un modelo para el resto del mundo creando empleo y oportunidades", ya que, a su juicio, nunca ha visto "un sitio tan idóneo como las Islas para apostar por las energías renovables".

Una vez analizada la situación energética en las Islas Canarias, y teniendo presente el objetivo marcado por la Unión Europea en cuanto al Cambio Climático y la Sostenibilidad Energética, parece evidente que las energías renovables deberían tener mayor un peso en la estructura de generación energética.

Por otro lado, destacando la importancia que posee la energía eólica en la cobertura de la demanda del territorio peninsular, y teniendo en cuenta los excelentes recursos renovables que disponen las Islas Canarias, parece razonable que buena parte del aumento de la integración de energías renovables en el territorio canario provenga de la energía eólica.

### 1.3 Integración de las energías renovables

Una vez analizada la importancia de la integración de energía renovable en el sistema energético, en el siguiente apartado se describirán las causas por las que el territorio nacional presenta dificultades para conseguir dicho objetivo, pese a la importante labor que realiza día a día el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE).

#### 1.3.1 CECRE (Centro de Control de Energías Renovables)

En el año 2006, se puso en marcha el CECRE (Centro de Control de Energías Renovables), una iniciativa puesta en marcha por Red Eléctrica Española. Surgió para hacer frente a las particularidades de las energías renovables: dispersión, variabilidad y comportamiento frente a perturbaciones de la red.



**Figura 1.15. CECRE (Fuente: REE, Pág. Web de la Red Eléctrica Española)**

Se trata del primer centro del mundo donde se gestiona y controla la generación de productores renovables (principalmente eólicos), integrando en el sistema eléctrico español la mayor cantidad de energía renovable, manteniendo los niveles de seguridad y la garantía del suministro.

Recibe cada 12 segundos, a través de 23 centros de control (que actúan como interlocutores), información a tiempo real de cada instalación sobre la conexión a la red, la producción y la tensión en el punto de conexión. Una vez analizados los datos mediante sofisticadas herramientas, comprobará si la totalidad de la generación de energía renovable puede integrarse en cada instante en el sistema eléctrico sin poner en peligro la seguridad del suministro.

Tendrá que poner especial atención a:

- **Perturbaciones en el sistema:** Es posible que pueda surgir cualquier anomalía en el sistema que deba solucionarse con la desconexión de algún aerogenerador.

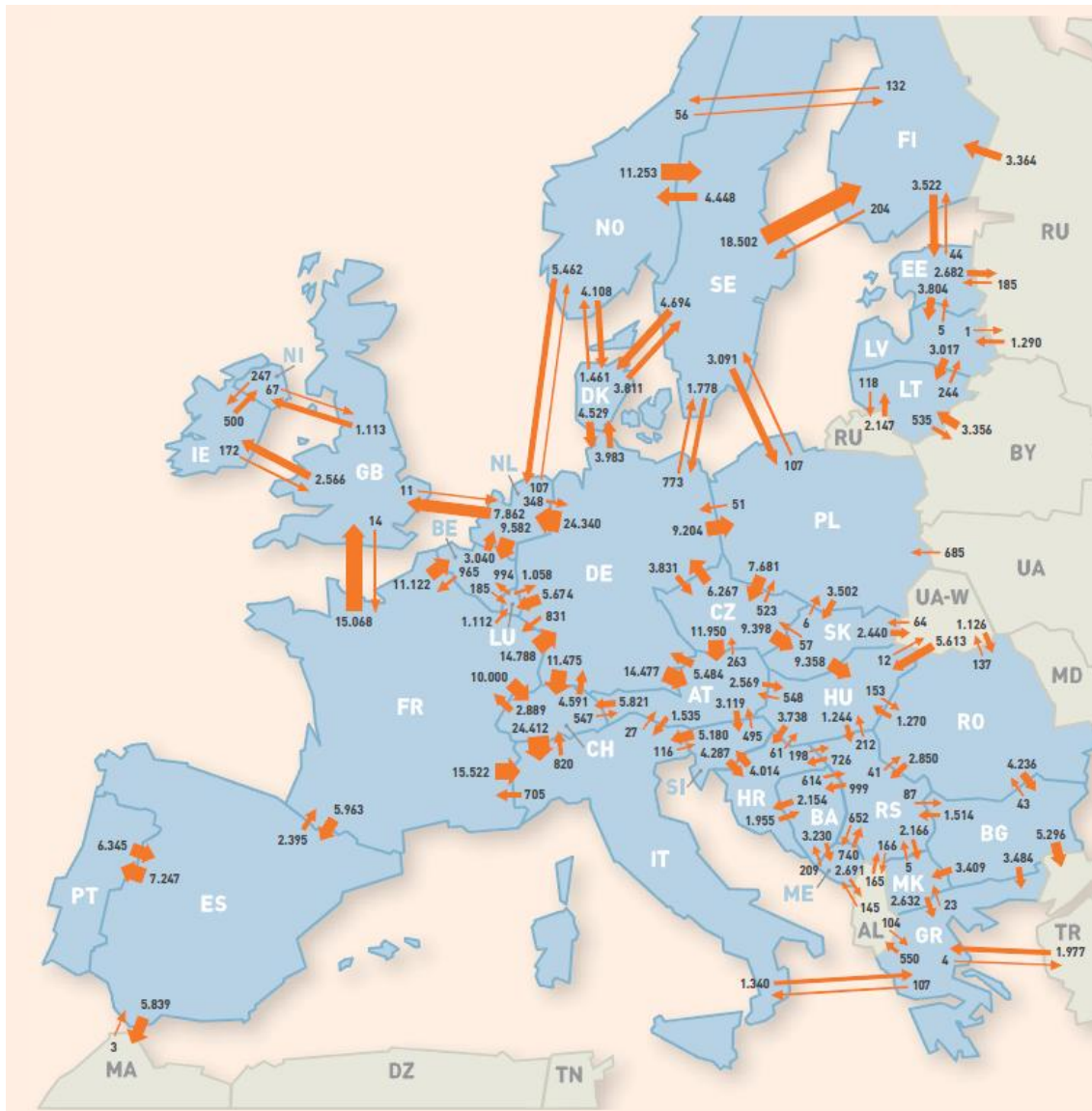
- **Sobrecargas:** en determinadas ocasiones, los factores climáticos pueden provocar que haya un exceso de generación. En este caso, el CECRE manda órdenes a los centros de control de las empresas generadoras para limitar la producción, y de esta forma impide que aparezcan sobrecargas o tensiones no admisibles en la red de transporte o en la red de distribución.
- **Exceso de producción:** En horario nocturno, cuando la demanda es baja, la producción puede ser alta. En este caso, se ordena la reducción de renovable para equilibrar la producción y la demanda.

### 1.3.2 Dificultades de la integración de renovables en España

Existen dos factores claves que hacen que la misión que debe acometer el CECRE, integrar la mayor cantidad de producción de origen renovable en el sistema eléctrico español, no sea una tarea fácil.

#### 1.3.2.1 La Península Ibérica, una isla “eléctrica”

A diferencia del sistema eléctrico centroeuropeo, que está interconectado con el de los países nórdicos, con el de los países del este de Europa y con las islas británicas (conformando así, el mayor sistema eléctrico del mundo), el sistema eléctrico español únicamente está interconectado con el sistema portugués (configurando el sistema eléctrico ibérico), con el del norte de África (a través de Marruecos) y con el sistema eléctrico centroeuropeo (a través de la frontera con Francia).



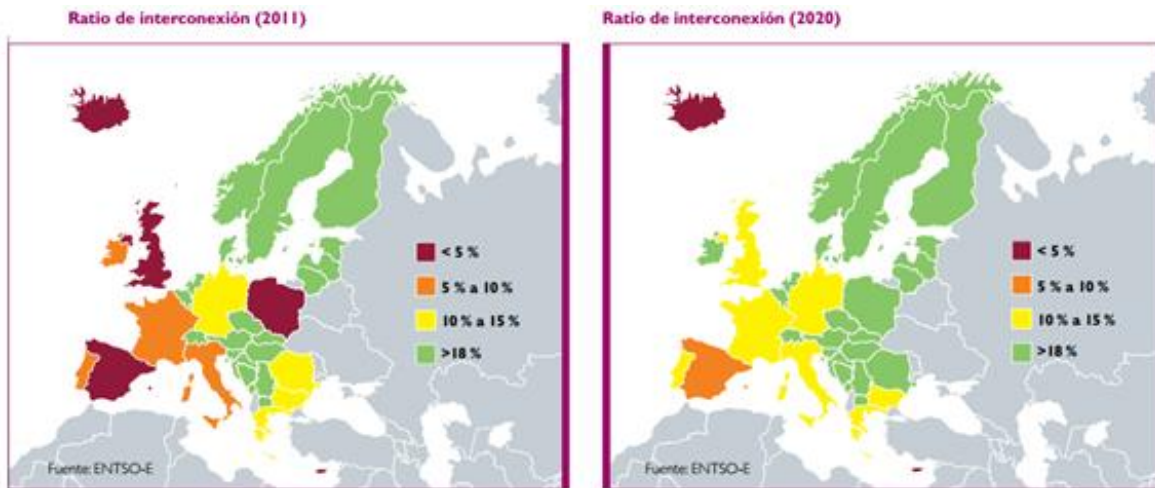
**Figura 1.16. Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ANTSO-E y limítrofes (Fuente: REE. Informe "Sistema eléctrico español 2014")**

Con el objetivo de eliminar los sistemas aislados, facilitar el apoyo mutuo, y promover el Mercado Único de la electricidad, en el año 2001 la UE recomendó que todos los Estados Miembros tuvieran que alcanzar un mínimo de 10% de ratio de interconexión. Sin embargo, actualmente la realidad es otra, siendo el ratio de interconexión de España de tan sólo un 4.6%. Si se tiene en cuenta que el apoyo real a la Península Ibérica tan sólo puede venir desde Centroeuropa a través de la frontera con Francia, el valor del ratio de interconexión se quedaría en una cifra tan insignificante de un 1.2%. Esto hace que pueda considerarse prácticamente una isla eléctrica.

Las interconexiones previstas para el año 2020: la interconexión sur con Portugal entre Andalucía y el Algarve, la interconexión norte con Portugal entre



Galicia y el Minho portugués y la nueva interconexión por los Pirineos Orientales con Francia, subirán el ratio a un 6-7%. Sin embargo, España seguiría siendo el único país de Europa Continental por debajo del objetivo del 10 %. Por ello, se está valorando una nueva interconexión submarina por el Golfo de Vizcaya.



**Figura1.17. Ratio de interconexión en 2011 y 2020 (Fuente: Pág. Web de la Red Eléctrica Española, REE)**

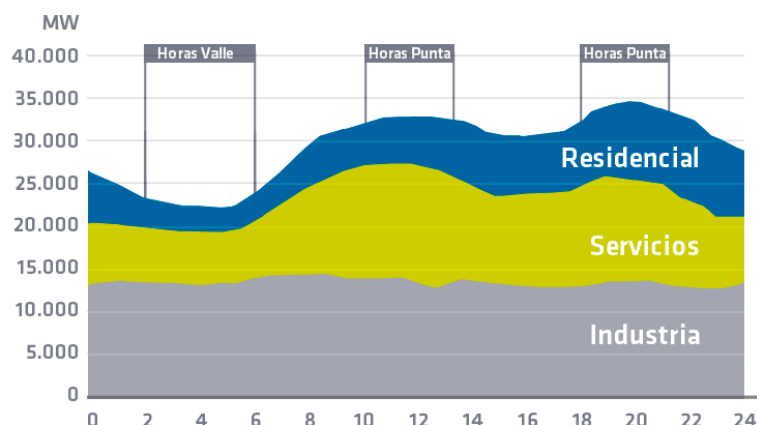
De lograr una mayor interconexión intercontinental, se obtendría:

- **Seguridad y continuidad del suministro eléctrico en los sistemas interconectados:** intercambios energéticos cuando se necesitara.
- **Mayor eficiencia de los sistemas interconectados.** La capacidad vacante que no va destinada a la seguridad del suministro, se comercializa diariamente aprovechando la diferencia de precios de la energía entre los sistemas interconectados. Con dichos intercambios, se fomenta que se realice la generación de electricidad con las tecnologías más eficientes, creando un flujo de energía de la más barata a la más cara.
- **Mayor competencia entre sistemas vecinos.** Las importaciones obligan a los agentes del propio país, a llevar a cabo propuestas más competitivas, para que sus ofertas sean aceptadas. De esta forma, el precio de la electricidad se reduce.
- **Mayor integración de las renovables.** Si aumenta la capacidad de interconexión, se maximiza el volumen de producción renovable, ya que dicha energía puede ser enviada a otros sistemas vecinos en vez de ser desaprovechada. Por otro lado, si existiera una falta de producción renovable o problemas de red, un elevado grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países.



### 1.3.2.2 Morfología de la curva de carga

Dependiendo del consumo energético demandado, existen unas horas punta, que coinciden con el periodo de mayor demanda eléctrica, y otras, denominadas horas valle, que corresponden a las horas nocturnas y que coinciden con una menor actividad de todos los sectores de consumo. La morfología característica de la demanda horaria tendría la siguiente forma:

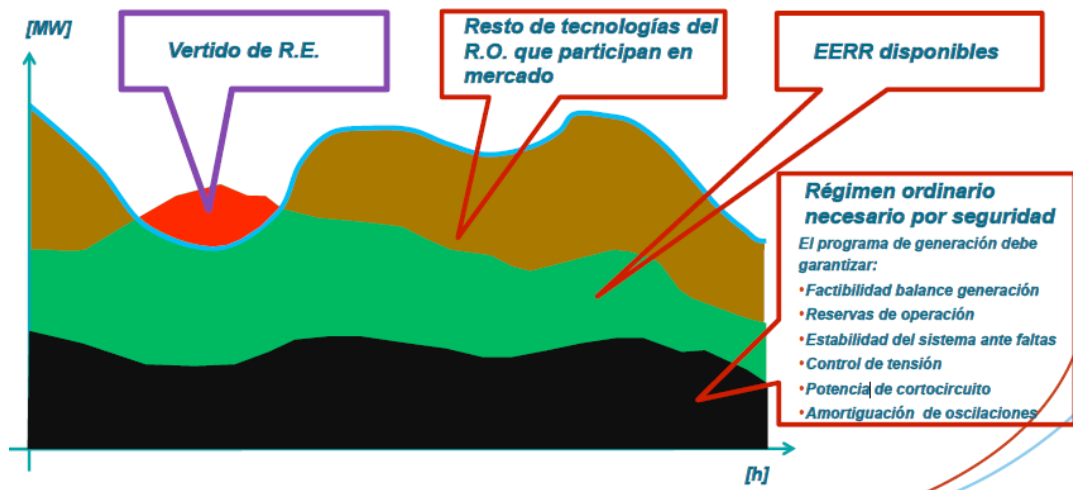


**Figura 1.18. Evolución horaria de la demanda de energía (Fuente: REE. Pág. Web de la Red Eléctrica Española)**

En España, existe un elevado apuntamiento de la curva de demanda (diferencia entre el consumo en las horas punta y valle), lo cual se traduce en un elevado valor del cociente entre el máximo y el mínimo consumo (del orden de 1,7, mientras que en otros sistemas eléctricos europeos está en torno a 1,3). Una de las posibles razones es el bajo peso de la industria española.

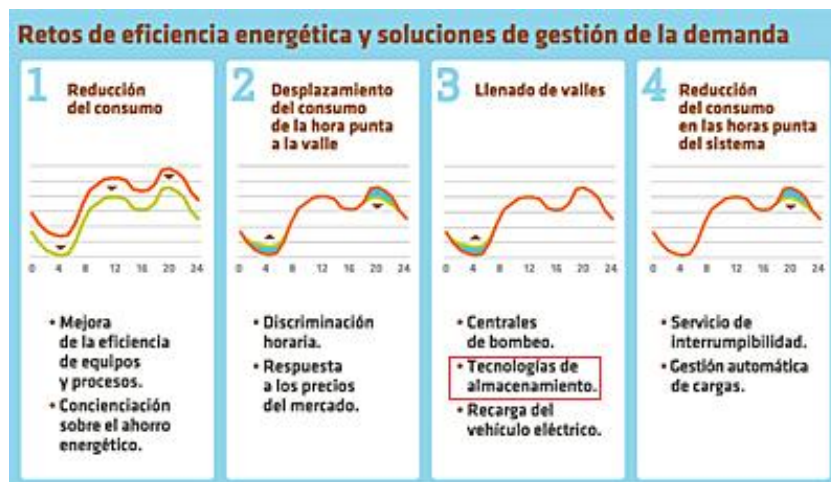
Ante esta situación, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables<sup>4</sup> funcionan en un régimen más exigente y con mayor flexibilidad, puesto que deben realizar el seguimiento de la curva de carga a lo largo del día. Esta exigencia se ha visto acrecentada en los últimos años debido a la prioridad de integración de energía de origen renovable. Sin embargo, este hecho puede crear problemas, ya que en días con un elevado recurso renovable disponible, resulta imposible integrar toda la producción de Régimen Especial con prioridad de despacho, teniendo que parar la producción de Régimen Especial para equilibrar generación y demanda. Este hecho queda representado en la figura 1.19, en la cual se muestra que en aquellas horas donde no se puede acoplar demanda y producción, se genera un vertido renovable, provocando un desaprovechamiento de dichas fuentes de energía.

<sup>4</sup> Una central de generación eléctrica es gestionable cuando tiene una capacidad de regulación lo suficientemente flexible como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo. <http://jumanjisolar.com/2012/03/generacion-electrica-gestionable-y-no-gestionable/>



**Figura 1.19. Los vertidos de la generación renovable (Fuente: REE. Informe “Operación del Sistema con alta penetración de generación eólica”)**

Existen una serie de medidas para gestionar la demanda, con el objetivo de conseguir una gestión más eficiente y sostenible del sistema eléctrico. Según su impacto en la curva de demanda, se dividirán en 4 categorías:



**Figura 1.20. Retos de eficiencia energética y soluciones de gestión de la demanda (Fuente: REE. Pág. Web de la Red Eléctrica Española)**

No obstante, uno de los mayores retos con el objetivo de ser capaces de integrar la mayor cantidad de producción de origen renovable en el sistema eléctrico, debería ser la utilización de sistemas de almacenamiento energético. De esta manera se acoplaría, en la medida de lo posible, la demanda y la producción, para así evitar que se desperdicie tanto vertido renovable.

## 1.4 Energía eólica

“La energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente”<sup>5</sup>.

Desde la antigüedad fue utilizada tanto para mover barcos impulsados por velas como para poner en marcha la maquinaria de los molinos al mover sus aspas. A partir del siglo XX, la energía es producida mediante aerogeneradores. La energía eólica hace girar una hélice, que mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica.

Para reducir su impacto ambiental, es común que los aerogeneradores estén agrupados en concentraciones denominadas parques eólicos, para así obtener un aprovechamiento de energía más óptimo.

### 1.4.1 Fundamentos y características de la tecnología eólica





Existen diferentes tipologías de generación eólica según la localización y la escala del proyecto. Hasta el momento, la instalación onshore ha sido predominante en el mundo. Sin embargo, hoy en día cada vez son más los países que están apostando por la energía offshore al existir un cierto agotamiento de aquellos emplazamientos que combinan unas condiciones óptimas en cuanto al recurso eólico, unido al cumplimiento de las condiciones tanto medioambientales como administrativas pertinentes de la zona.

La figura 1.21, recogida de una de las publicaciones del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), resume las diferentes tipologías.

---

<sup>5</sup> Extraído de la página web de la Asociación Empresarial Eólica.

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

		Descripción		Aerogenerador tipo	Potencia instalada en España (31/12/2013)
Onshore	Gran potencia		<ul style="list-style-type: none"> <li>Parques eólicos situados en zonas terrestres de viento óptimo que vierten toda la energía a la red eléctrica de alta tensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1-5 MW<sub>el</sub> por aerogenerador</li> <li>1.800 – 3.000 h<sub>eq</sub></li> <li>25-50 MW<sub>el</sub> por parque eólico</li> </ul>	~22.800 MW <sub>el</sub>
	Media potencia		<ul style="list-style-type: none"> <li>Aerogeneradores destinados a reducir el coste eléctrico de plantas industriales ('net metering'), mantener constantes los niveles de tensión en la red y compensar energía reactiva conectados en media tensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>100-1.000 kW<sub>el</sub> por aerogenerador</li> <li>1.800 – 3.000 h<sub>eq</sub></li> <li>&lt;5 MW<sub>el</sub> por proyecto</li> </ul>	
	Pequeña potencia		<ul style="list-style-type: none"> <li>Aerogeneradores destinados a cubrir el autoconsumo eléctrico de los sectores residencial o terciario conectados en baja tensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&lt;100 kW<sub>el</sub> por aerogenerador</li> <li>1.250-2.250 h<sub>eq</sub></li> <li>&lt;10 kW<sub>el</sub> por proyecto</li> </ul>	~8 MW <sub>el</sub> (aisladas)
Offshore	Gran potencia		<ul style="list-style-type: none"> <li>Parques eólicos situados mar adentro donde el viento es más constante, frecuente e intenso</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt;150 MW<sub>el</sub> por parque</li> <li>&gt;3 MW<sub>el</sub> por aerogenerador</li> <li>3.000 – 4.000 h<sub>eq</sub></li> </ul>	0 MW <sub>el</sub>

**Figura 1.21. Tipología de generación eólica en función de la localización y la escala del proyecto (Fuente: IDAE. Pág web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)**

#### 1.4.2 Situación de la eólica a nivel mundial

Según los datos recogidos en el informe "World Energy Outlook 2014" de la IEA (International Energy Agency), las tecnologías renovables están ganando terreno gracias a las subvenciones aportadas (en 2013 ascendieron a 120 000 millones USD en todo el mundo). Manteniendo el apoyo y logrando rápidas reducciones de costes, se espera que las renovables representen casi la mitad del incremento de la generación eléctrica mundial hasta 2040, mientras que el uso de biocombustibles será más del triple que el actual, alcanzando los 4,6 millones bdp, y el uso de renovables para calefacción, más del doble.

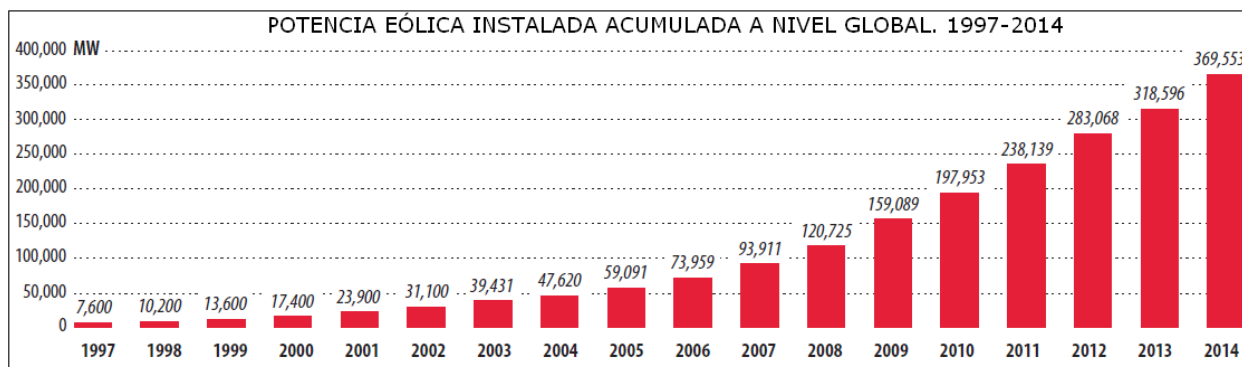
El crecimiento de la generación eléctrica mediante energías renovables será superior en los países de la OCDE, alcanzándose el 37% (crecimiento equivalente a todo el aumento neto del suministro eléctrico en los países de la OCDE). Sin embargo, la generación a partir de fuentes renovables crecerá más del doble en países no pertenecientes a la OCDE, con China, la India, América Latina y África a la cabeza.

A nivel global, **el mayor crecimiento en materia de generación a partir de renovables vendrá de la energía eólica (34%)**; seguido de la energía hidráulica (30%) y la solar (18%). Si bien la proporción de las energías eólica y solar fotovoltaica en el mix eléctrico mundial se cuadruplicará, su integración tanto desde una perspectiva técnica como desde la perspectiva del mercado se volverá más difícil; alcanzando un 20% de generación eléctrica en la UE por parte de la

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

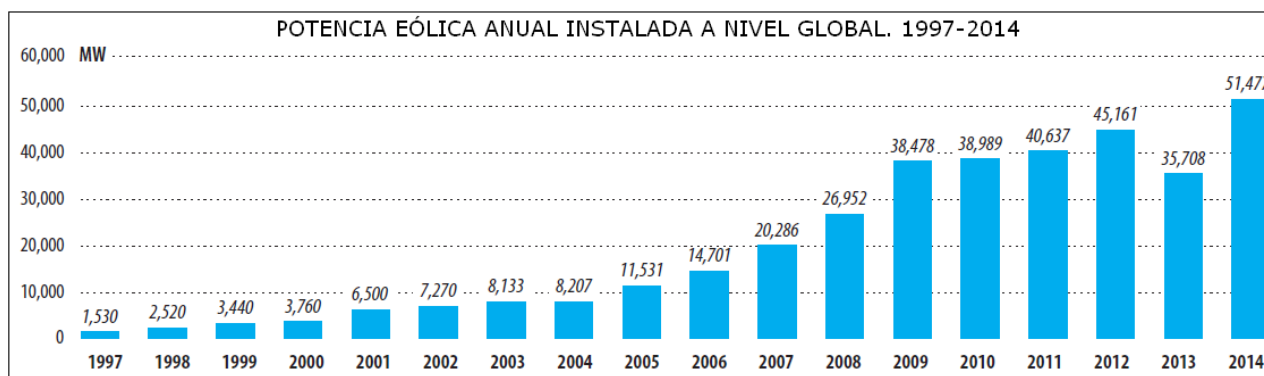
eólica, y un 37% del pico veraniego de demanda en Japón será cubierto por la solar fotovoltaica.

A continuación, en la figura 1.22, se muestra la potencia eólica instalada acumulada desde 1997 hasta 2014. El notable crecimiento pone de manifiesto la importancia de la energía eólica en la política medioambiental global.



**Figura 1.22. Potencia eólica instalada acumulada a nivel global (1997-2014)**  
(Fuente: GWEC. Informe "Global Wind Statistics 2014")

Este apoyo a la energía eólica no cesa, siendo 2014 el año que ha registrado mayor potencia eólica instalada de los últimos tiempos, como se puede comprobar en la figura 1.23, donde se representan los valores anuales de potencia eólica instalada a nivel global.



**Figura 1.23. Potencia eólica anual instalada a nivel global (1997-2014)** (Fuente: GWEC. Informe "Global Wind Statistics 2014")

Actualmente, el país que más está creciendo es China. Su desarrollo durante el año 2014 fue verdaderamente espectacular, ya que su crecimiento significó el 45.2% de toda la potencia instalada en dicho año a nivel mundial, seguido muy por detrás de países como Alemania y USA, cuya potencia instalada significó a nivel global un 10.2 y un 9.4 % respectivamente.

Tabla 1.5. Ranking de países con nueva potencia instalada. Enero-Diciembre 2014		
PAÍS	MW	%
China	23.351	45.2
Alemania	5.279	10.2
USA	4.854	9.4
Brasil	2.472	4.8
India	2.315	4.5
Canadá	1.871	3.6
Reino Unido	1.736	3.4
Suecia	1.050	2.0
Francia	1.042	2.0
Turquía	804	1.6
Resto del mundo	6.702	13.0
Total TOP 10	44.775	87
Total Mundo	51477	100

(Fuente: GWEC. Informe "Global Wind Statistics 2014")

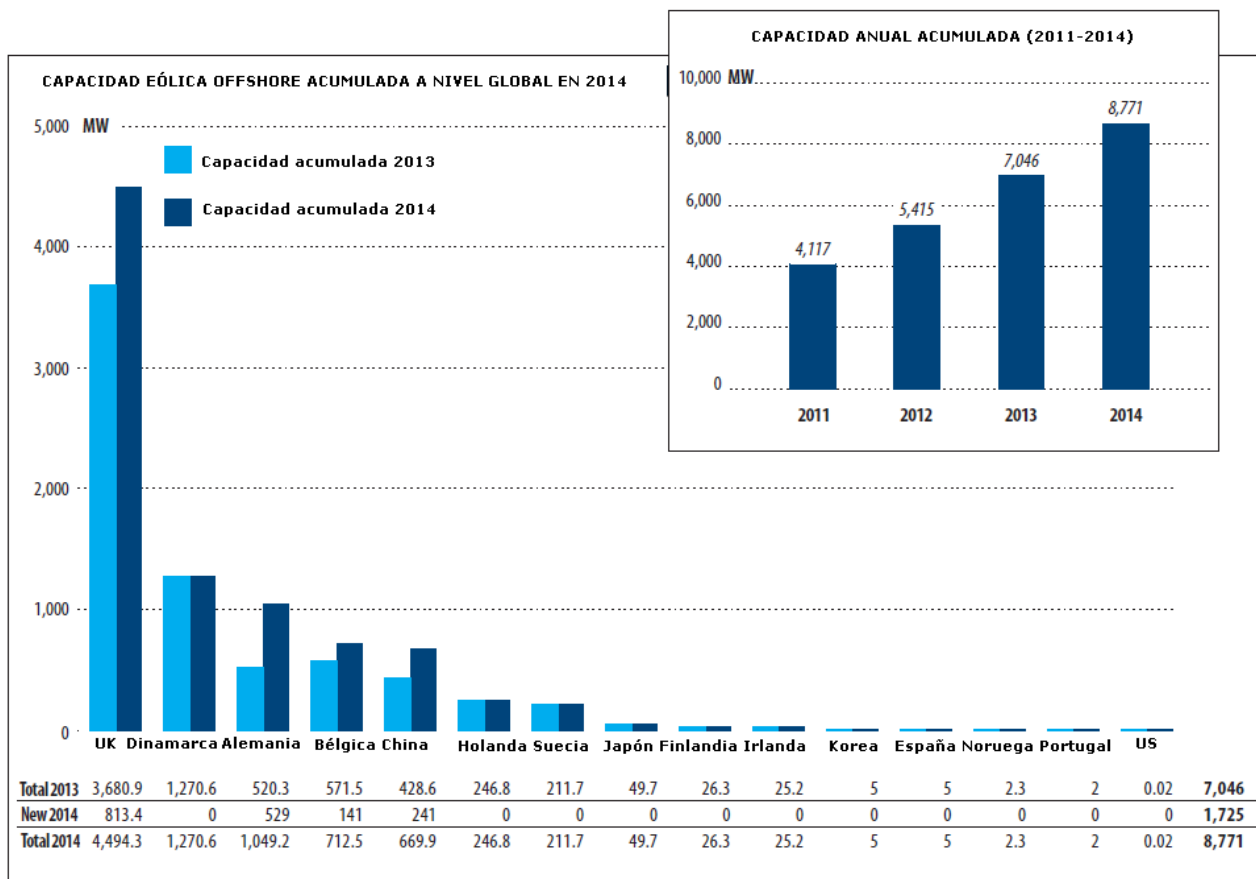
Analizando la potencia instalada acumulada, se observa que China lidera la potencia eólica mundial prácticamente doblando al segundo país de este ranking, USA (31% frente al 17.8% respectivamente). Les siguen Alemania con un 10.6% de toda la potencia eólica instalada a nivel mundial, y ya **en un meritorio cuarto puesto se encuentra España**, a pesar de las medidas de los últimos años donde se ha parado prácticamente la instalación de nueva potencia de origen eólico.

Tabla 1.6. Ranking de países con potencia eólica acumulada. Diciembre 2014		
PAÍS	MW	%
China	114.763	31.0
USA	65.879	17.8
Alemania	39.165	10.6
<b>España</b>	<b>22.987</b>	<b>6.2</b>
India	22.465	6.1
Reino Unido	12.440	3.4
Canadá	9.694	2.6
Francia	9.285	2.5
Italia	8.663	2.3
Brasil	5.939	1.6
Resto del mundo	58.275	15.8
Total TOP 10	311.279	84.2
Total Mundo	369.553	100

(Fuente: GWEC. Informe "Global Wind Statistics 2014")

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En cuanto a la energía eólica offshore, la mayor cantidad de capacidad eólica marina instalada se encuentra en el Reino Unido, 4.494 MW, muy por encima de su seguidor, Dinamarca, con 1.270 MW de capacidad y de países como Alemania (1.049 MW), Bélgica (712 MW) o China (casi 670 MW). En la siguiente figura se puede analizar dicha potencia eólica offshore acumulada por parte de cada país, para el año 2013 y 2014, así como la evolución de capacidad eólica marina acumulada a nivel mundial durante el periodo de años entre 2011 y 2014.



**Figura 1.24. Capacidad eólica offshore acumulada en 2014 (Fuente: GWEC. Informe "Global Wind Statistics 2014")**

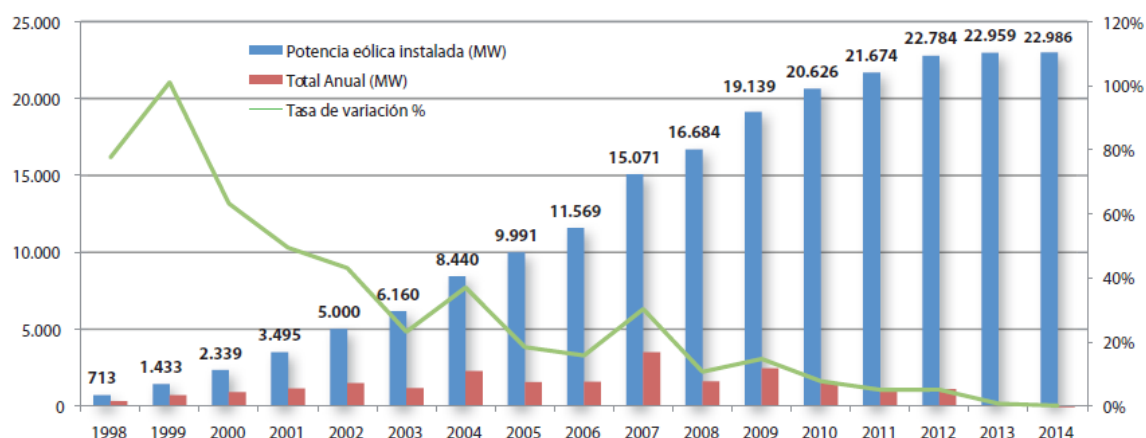
### 1.4.3 Situación eólica a nivel nacional

Pese a ser el cuarto país mundial con mayor potencia eólica instalada, en 2014 únicamente registró un aumento de 27,48 MW, el menor crecimiento en veinte años. De estos nuevos megavatios, 14 MW corresponden a la instalación de un parque eólico en Galicia, 11,5 MW entraron en funcionamiento con el parque experimental Gorona del Viento en la Isla de El Hierro y el resto fueron aerogeneradores aislados y aumentos de potencia nominal.

Según los datos recopilados por la Asociación Empresarial de la Eólica (AEE), la potencia eólica a 31 de diciembre de 2014 se situaba en 22.986,5 MW.

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la siguiente figura, se muestra tanto la evolución de la potencia eólica instalada tanto anual como acumulada, así como la tasa de variación en España durante el periodo comprendido entre 1998 y 2014.



**Figura 1.25. Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación en España, 1998-2014. (Fuente: AEE. Informe anual 2015)**

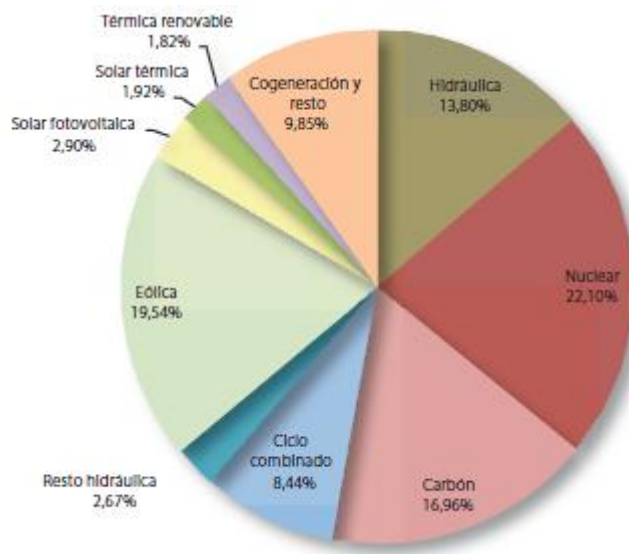
Según estos datos, las únicas comunidades autónomas donde aumentó la potencia eólica en 2014 fueron Galicia y Canarias.

Comunidad Autónoma	Potencia en 2014	Porcentaje sobre el total instalado en 2013	Acumulado a 31/12/2014	% sobre total	Tasa de variación 2014/2013 (%)	Nº de parques (*)
Castilla y León	0	0,00%	5.560,00	24,19%	0,00%	241
Castilla-La Mancha	0		3.806,54	16,56%	0,00%	139
Andalucía	0	0,00%	3.337,73	14,52%	0,00%	153
Galicia	14,18	51,60%	3.328,30	14,48%	0,43%	161
Aragón	0	0,00%	1.893,31	8,24%	0,00%	87
Cataluña	1,8	6,55%	1.268,85	5,52%	0,14%	47
Comunidad Valenciana	0	0,00%	1.188,99	5,17%	0,00%	38
Navarra	0	0,00%	1.003,92	4,37%	0,00%	49
Asturias	0	0,00%	518,45	2,26%	0,00%	21
La Rioja	0	0,00%	446,62	1,94%	0,00%	14
Murcia	0		261,955	1,14%	0,00%	14
Canarias	11,5	41,85%	176,61	0,77%	6,97%	56
País Vasco	0	0,00%	153,25	0,67%	0,00%	7
Cantabria	0	0,00%	38,3	0,17%	0,00%	4
Baleares	0	0,00%	3,676	0,02%	0,00%	46
<b>TOTAL</b>	<b>27,48</b>		<b>22.986,51</b>		<b>0,12%</b>	<b>1.077</b>

**Tabla 1.7. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas en 2014. (Fuente: AEE. Informe anual 2015)**

A pesar de este insignificante aumento de potencia en 2014, la eólica se situó como la segunda tecnología del sistema eléctrico en el año por generación, tras la nuclear.





**Figura 1.26. Estructura de generación neta en 2014 (Fuente AEE. Informe anual 2015)**

Cabe mencionar que España logró un hito en el año 2013 al ser **la eólica la tecnología que más electricidad aportó al país en dicho año**, siendo la primera vez que ocurría en la historia en un año completo, y siendo España el primer país en el mundo en el que se daba dicha circunstancia.

Este hecho, da una idea de la importancia que tendría dicha tecnología para conseguir el objetivo marcado por la Unión Europea de llegar al 20% de la contribución de las energías renovables en el consumo energético del país.

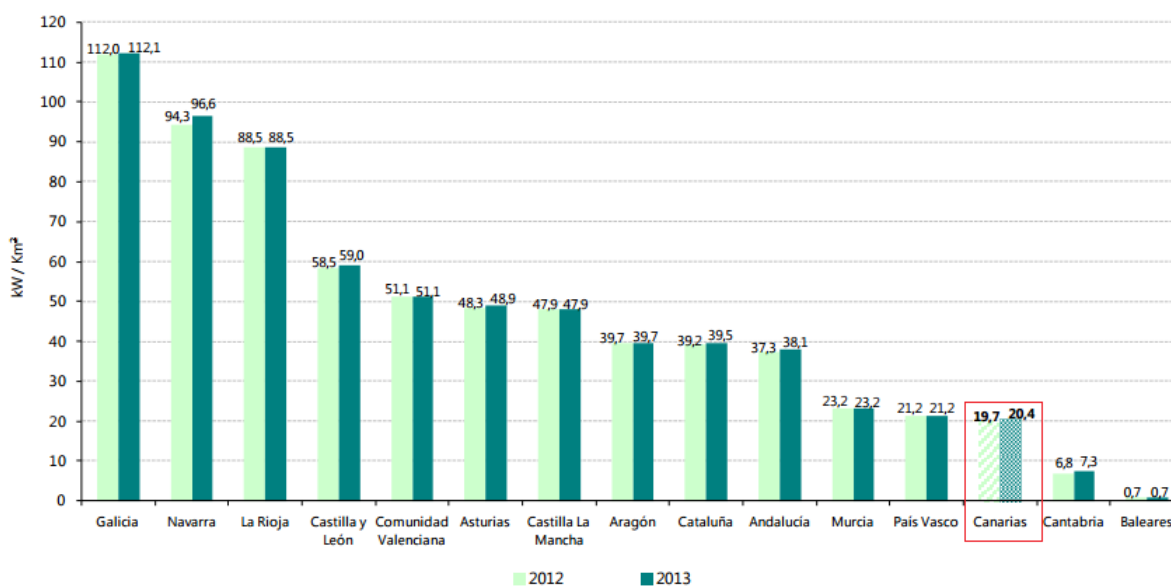
#### **1.4.4 Situación eólica en las islas Canarias**

Como ya se anticipó en el segundo apartado, la situación energética de Canarias merece un estudio aparte. En cuanto a la generación eólica se refiere, parece incomprensible que sea significativamente inferior que mediante fuentes de energía convencionales, a pesar de su inferior coste de generación. Por ello, y unido a la lentitud de los desarrollos eólicos hasta la fecha (entre otras cosas, por los avatares judiciales de los concursos eólicos), el Gobierno se ha visto obligado a establecer una regulación para el Archipiélago en la que se reconoce su singularidad.

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En el preámbulo de la Orden Ministerial para incentivar nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos extrapeninsulares<sup>6</sup>, el Gobierno establecía claramente su objetivo: “que la sustitución de generación convencional por generación renovable suponga reducciones del extracoste de generación [...] y favorezca el equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico. El extracoste de generación en los sistemas no peninsulares se ha incrementado un 38% desde el año 2009”, ya que “la demanda eléctrica se cubre mayoritariamente con tecnologías térmicas de origen fósil”. En 2013, antes de la Reforma Energética, producir un MWh eólico en Canarias costaba 81,25 euros a los consumidores eléctricos españoles frente a los 186 euros que cuesta con combustibles fósiles, sin tener en cuenta el sobre coste medioambiental.

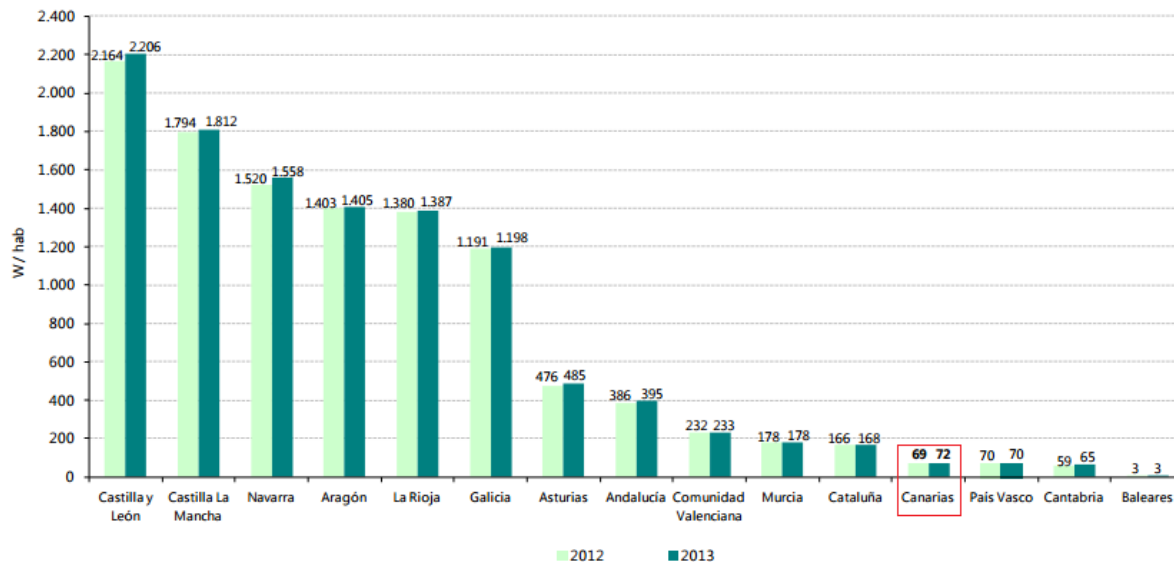
A continuación, para mostrar la escasa potencia instalada en el territorio canario, el Anuario Energético de Canarias de 2013 efectúa una comparación por comunidades autónomas (excluidas las que no tienen potencia eólica instalada) de la potencia eólica instalada con respecto a la extensión territorial (figura 1.27) y con respecto al índice de población (figura 1.28).



**Figura 1.27. Comparación del ratio potencia eólica/extensión territorial con otras comunidades autónomas. Años 2012 y 2013 (Fuente: Anuario Energético de Canarias de 2013)**

<sup>6</sup> «BOE» núm. 189, de 5 de agosto de 2014, páginas 62571 a 62597 (27 págs.)

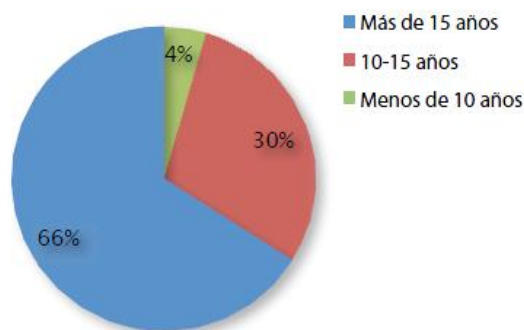
PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO



**Figura 1.28. Comparación del ratio potencia/población con otras comunidades autónomas. Años 2012 y 2013 (Fuente: Anuario Energético de Canarias de 2013)**

Recientemente, el Gobierno ha establecido un cupo de 450 MW eólicos (por debajo de lo previsto en la regulación anterior, de 660 MW) para Canarias. Los parques del cupo recibirán una retribución a la inversión más un incentivo a la inversión por reducción de costes de generación. Para fomentar la instalación de eólica, durante el año 2015 el Gobierno canario aprobó el Decreto 6/2015, en cual se suprime el sistema de concursos y apuesta por la autorización administrativa para la adjudicación de potencia eólica. No obstante, en igualdad de condiciones, se dará prioridad a los megavatios adjudicados en el concurso.

Los concursos canarios llevan muchos años enquistados por la judicialización del proceso, por lo que prácticamente no se ha instalado potencia eólica en las islas desde 2005 y sólo hay 56 parques (176 MW). De hecho, los procesos judiciales continúan abiertos.



**Figura 1.29. Antigüedad de los parques eólicos en el año 2014 (Fuente AEE. Informe anual 2015)**

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Los nuevos parques no podrán funcionar en la mayor parte de los casos hasta 2018, ya que antes REE deberá construir las infraestructuras necesarias para su conexión a la red.

	2013 (MW)	2016 (MW)	2020 (MW)	Var 2020/2013
Carbón	11.857	10.510	10.510	-1.347
Productos petrolíferos	4.029	3.973	3.068	-961
Gas Natural	32.184	26.197	27.420	-4.764
Nuclear	7.429	7.895	7.895	466
Renovables	48.267	51.451	56.804	8.537
Hidroeléctrica	17.284	17.314	17.492	208
Eólica	23.006	25.579	27.650	4.644
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.511	211
Solar fotovoltaica	4.660	5.226	6.030	1.370
Biomasa, biogas, RSU y otros	1.018	1.033	1.293	275
Otros	2.677	4.152	4.202	1.525
<b>Total</b>	<b>106.443</b>	<b>104.178</b>	<b>109.899</b>	<b>3.456</b>

**Tabla 1.8. Previsiones de generación. Planificación de la Red de transporte (Fuente AEE. Informe anual 2015)**

La instalación de los 450 MW eólicos en Canarias previstos en la Reforma Energética supondría una inversión de unos 630 millones de euros, la creación de aproximadamente 3.500 empleos en los años de construcción de los parques (2015-16) y entre 1.000 y 1.400 puestos de trabajo fijos en las islas, según cálculos de AEE. El ahorro de costes para los consumidores eléctricos de instalar estos 450 MW eólicos previstos será de 112 millones de euros anuales con los precios actuales de los combustibles fósiles. Durante toda la vida útil de las instalaciones (20 años), el ahorro total sería de 2.240 millones.

### 1.4.5 Características de la energía eólica

#### 1.4.5.1 Aspectos positivos

En el siguiente apartado, se enuncian las principales ventajas que aporta el uso de energía eólica en la generación de electricidad:

- **Medioambientales:** Al verter a la red eléctrica energía proveniente de los parques eólicos, miles de toneladas de CO<sub>2</sub> se dejan de emitir a la atmósfera puesto que la energía eólica sustituye a la energía que sería generada en centrales térmicas de combustión convencionales. Por otro lado, tampoco genera ni residuos radiactivos ni radiaciones, por lo que se tiene una energía que no contamina, que frena el agotamiento de los combustibles fósiles y ayuda a evitar el cambio climático.

- **Inagotable:** Al ser una energía cuya existencia se debe a la radiación solar, no presenta problemas derivados a un posible agotamiento de recursos.
- **Autóctona y universal:** Permite la independencia energética de cada país, favoreciendo económicamente no sólo a nivel energético sino con la creación de puestos de trabajo en el propio emplazamiento.
- **Efecto en los precios:** durante los meses de más viento (que coinciden con la temporada de invierno y el principio de la primavera) el precio del mercado es más bajo que en los meses de verano-otoño, cuando sopla menos el viento.

Como queda recogido en el Anuario de 2015 de AEE, durante el primer semestre del año 2014, la eólica fue la primera tecnología del sistema, con una producción de 28,7 TWh. El precio medio del mercado eléctrico diario se situó en 33,06 euros/MWh, un 11,31% por debajo del mismo periodo del año anterior. Por el contrario, en el segundo semestre la generación eólica descendió (21,7 TWh) y el carbón fue la primera tecnología del sistema. Esto tuvo como consecuencia, a pesar de la caída de los precios de los combustibles fósiles, que el precio medio del mercado diario subiese a 51,02 euros/MWh, un nivel muy similar al del año anterior, de 51,12 euros/MWh.

#### ***¿Por qué baja la eólica el precio del mercado?***

El coste final de la factura doméstica de la luz depende de 3 grandes componentes:

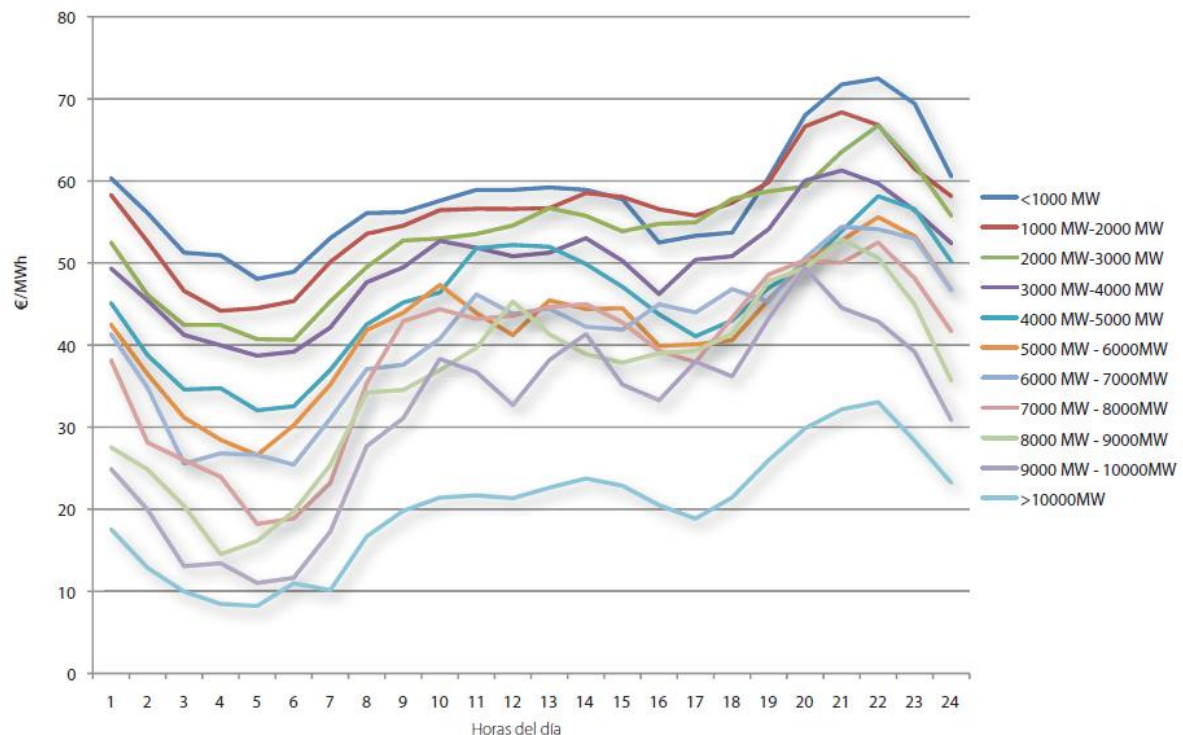
- Costes regulados (que en 2014 supusieron alrededor del 54%),
- Coste de la generación eléctrica (25%)
- Impuestos (21%).

Los costes regulados del sistema son el transporte, la distribución, el pago de los intereses del déficit de tarifa, el incentivo que se paga a las grandes industrias por reducir su consumo eléctrico en caso de que fuese necesario, los pagos por capacidad a tecnologías convencionales (incluidos los apoyos al carbón nacional), los incentivos a las renovables y la cogeneración, y los sobrecostes por la generación eléctrica en las islas, donde resulta más caro producir que en la Península.

El coste de la energía se fija en un mercado competitivo (pool) donde las diferentes fuentes de energía ofertan la electricidad para satisfacer la demanda prevista con un día de antelación. Como el coste del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo que otros. Por eso, el precio del mercado eléctrico baja los días de más viento, al desplazar a tecnologías con combustibles más caros. Al final de mes, se hace una media con los precios de todos los días. Cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los

españoles en su recibo de la luz. Y viceversa (Asociación Empresarial Eólica, AEE).

En la siguiente figura, se muestra la evolución de los precios horarios en función de la penetración eólica en el año 2014. Es decir, se representa el precio medio durante cada hora del día, según el grado de penetración durante en el año 2014.



**Figura 1.30. Evolución de los precios horarios en función del nivel de penetración eólica en el año 2014 (Fuente AEE. Informe anual 2015)**

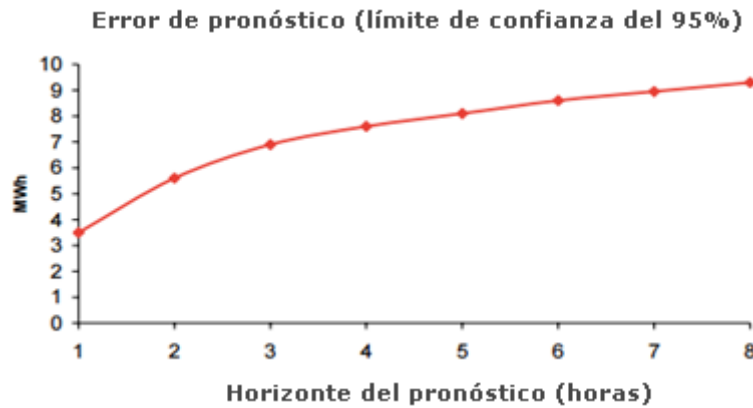
Se puede comprobar que cuanto mayor es la penetración durante cualquier hora del día, menor será su precio medio (€/MWh).

#### 1.4.5.2 Aspectos negativos

Una vez definidas las principales ventajas que aporta la eólica, a continuación se presentan los inconvenientes que su uso conlleva.

- **Medioambientales:** La energía eólica produce una contaminación tanto visual como acústica. Por ello, para disminuir riesgos es de vital importancia tanto el emplazamiento como el diseño tanto del parque eólico como de los aerogeneradores.

- **Dificultad de predicción eólica:** Una de las principales causas de los desvíos generados por dicha energía, se debe a la dificultad de previsión de la producción eólica. Como se puede comprobar en la figura 1.31, obtenida de Frontier Economics, el error cometido es función del horizonte temporal.



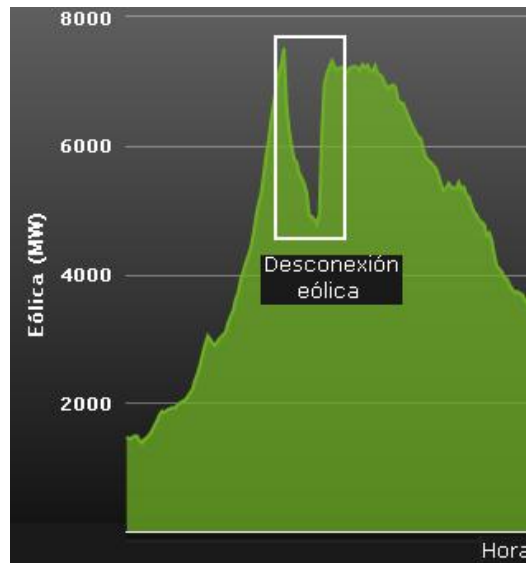
**Figura 1.31. Error de pronóstico para los parques eólicos (Fuente: Frontier Economics. Informe "Blowing in the wind-measuring and managing the costs of renewable generation in Europe")**

Cabe mencionar que el error no sólo depende del tiempo. En función del número de aerogeneradores que formen el parque eólico, el margen de error variará de forma significativa, siendo mayor cuando únicamente exista un aerogenerador, que cuando está formado por un conjunto de ellos. Este hecho se debe a que en el conjunto, los errores individuales pueden compensarse entre sí, reduciendo el valor absoluto del error del conjunto.

- **Intermitencia:** Debido a la variabilidad del viento, y a sus problemas de predicción, existen ocasiones donde la energía eólica excede a la demanda (provocando la necesidad de desconexión o limitación de generación de los parques eólicos), y otras, donde no se produce lo suficiente, necesitando una energía de respaldo.

En la siguiente figura, obtenida de la página web de Red Eléctrica de España, se muestra la generación eólica en el territorio nacional el día 2 de Noviembre del 2008.

### Estructura de la generación eólica en España durante el día 2 de Noviembre de 2008



**Figura 1.32. Desconexión eólica (02/11/2008). (Fuente REE. Pág. Web de la Red Eléctrica Española)**

Como se puede comprobar, durante el intervalo de tiempo representado, se tuvo que realizar una parada en la producción eólica, debido a que la demanda se encontraba cubierta.

- **Necesidad de generación convencional:** Debido a la dificultad de predicción, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de generación eléctrica, sino que debe ser respaldada tanto por las energías convencionales como por las demás energías renovables.
- **Vulnerabilidad a los huecos de tensión:** Reducción brusca de la tensión en una fase de la red eléctrica, seguida de una vuelta a los valores normales, todo ello en milisegundos. Para evitarlo, las protecciones de los aerogeneradores con motores de jaula de ardilla se desconectan de la red para evitar ser dañados y, por tanto, provocan falta de suministro.
- **Susceptibles a rotura por fenómenos meteorológicos:** Tormentas o ciclones son capaces de provocar grandes variaciones en la generación eólica. Por ejemplo, durante los días 24 y 25 de enero de 2009, la tormenta Klaus, un ciclón extratropical, afectó a las costas españolas provocando velocidades de viento superiores a 150 km/h. El resultado se tradujo en la desconexión de parques eólicos en zonas del norte de España, que provocaron la reducción de alrededor de 7.000 MW de energía eólica en unas horas.

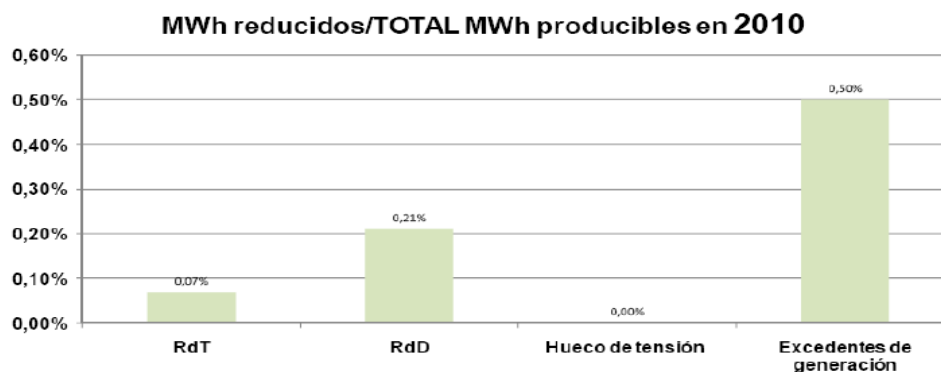


#### 1.4.5.2.1 Restricción de generación eléctrica

Las situaciones anteriormente citadas, obligan a reducir, o incluso parar la generación de energía eólica en ciertas ocasiones, debido a:

- **Congestión en la evacuación de la generación** (en redes de transporte y distribución).
- **Garantizar la seguridad del sistema ante posibles huecos de tensión o cortocircuitos.**
- **Excedentes de generación.**

En el informe "*Operación del Sistema con alta penetración de generación eólica*" de REE de febrero de 2011, representaban el porcentaje de energía eólica cortada respecto a la que se podría producir, tanto por restricciones por red de transporte (0.07%) o distribución (0.21%), como por excedentes de generación (0.5%).



**Figura 1.33. Vertido de energía eólica en 2010 (%) (Fuente: REE. Informe "Operación del Sistema con alta penetración de generación eólica")**

En dicho informe también se vaticinaba que en el futuro la energía renovable vertida (no aprovechable) aumentaría progresivamente, por la imposibilidad de integrar todo el recurso primario en todas las horas del año. REE elaboró dicho informe ante las últimas previsiones de generación y demanda, combinando hipótesis de hidraulicidad anual, crecimiento de la demanda, y posibilidades de exportación a los sistemas vecinos.

#### 1.4.5.2.2 Excedentes eólicos

Pese a ser España un ejemplo de integración de la energía eólica (CECRE), las escasas interconexiones y el no disponer de un almacenamiento a gran escala, provocan que se "tire" una gran parte de energía de origen renovable.

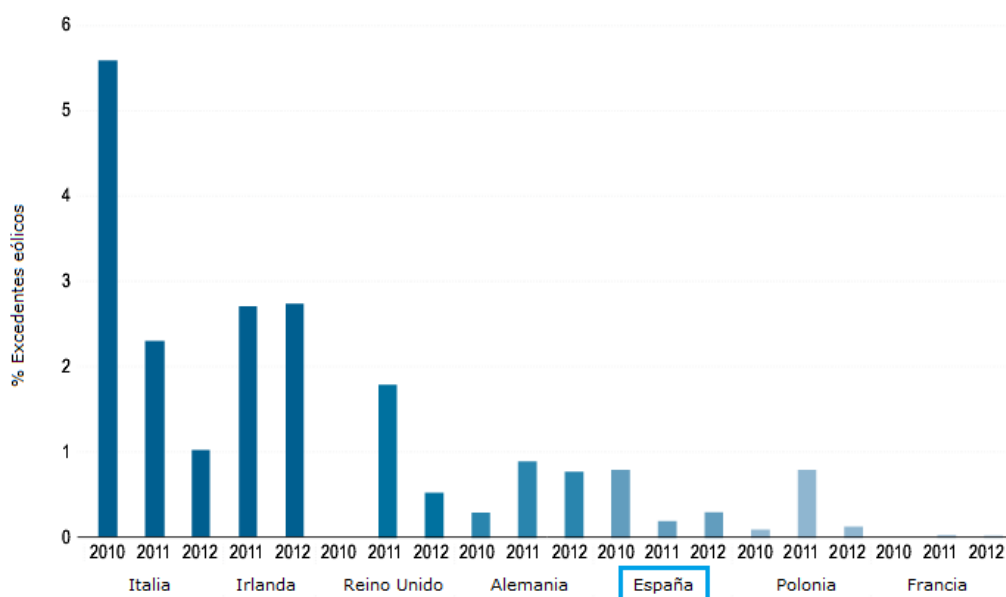
Este hecho cobra una especial relevancia, al coincidir los periodos de reforma eléctrica e incremento en el precio final del usuario, con aquellos en los que cada vez se desperdician más megavatios de producción eólica porque exceden al sistema.

Todo ello se recoge en el informe anual de la Agencia de Cooperación de Reguladores Energéticos (Acer). Esta agencia, dependiente de la UE, reúne a todos los reguladores de energía en la UE, entre ellos, la antigua Comisión de Energía (CNE) española, integrada actualmente en la Comisión de Competencia (CNMC).

El estudio analiza en qué proporción las instalaciones de renovables deben ser desconectadas del sistema y dejar de producir, ya sea porque hay exceso de kilovatios producidos en ese momento por otras instalaciones de renovables o por plantas de generación tradicionales.

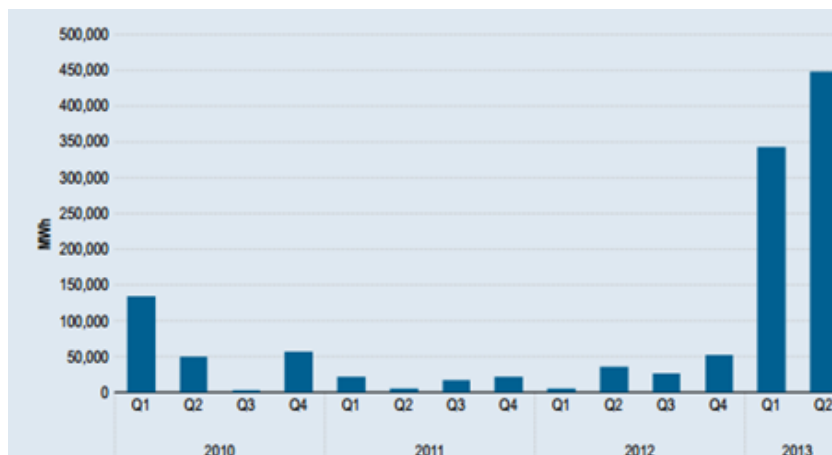
Acer dedicó un apartado especial al caso de España, puesto que en la primavera de 2013, llegó a desperdiciar hasta un 8% de toda su producción eólica, significando un récord en las estadísticas manejadas por dicho organismo.

Hasta entonces, España había sido un modelo a seguir, aprovechando mejor que nadie todo su potencial. Entre los años 2010 y 2011, desperdiciaba siempre mucho menos del 1%, frente a otros países como Italia (en 2010 llegó a cuotas de pérdidas del 5%, del 2% en 2011 o más del 1% en 2012), Irlanda (siempre había estado por encima del 2% en los últimos años), y Alemania o Reino Unido, que siempre superaban a España.



**Figura 1.34. % de pérdida de generación eólica por restricciones energéticas a nivel nacional (Fuente: ACER. Informe "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012")**

Sin embargo, una combinación de factores bastó para que en 2013, se produjera el caos. A la gran cantidad de viento que sopló en el territorio nacional, había que sumar el hecho de que los pantanos estuvieran a rebosar (se disparó la producción hidráulica), así como caídas de la demanda provocadas por la crisis económica que hacía que no fuera necesaria tanta producción.



**Figura 1.35. Evolución trimestral de recortes eólicos en España. Desde enero de 2010 hasta abril de 2013 (MW) (Fuente: ACER. Informe "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012")**

A diferencia de otras ocasiones en las que también se ordenó parar a las eólicas, en año 2013 ocurrió un hecho de gran preocupación de cara al futuro: se ordenaron algunos cortes por sobrecarga en la red, tanto de la de transmisión (alta tensión) como en distribución. Es decir, los kilovatios eólicos 'no cabían' por los cables que tenían que llevarlos a su destino. En concreto, Acer cifra en un 0,3% la producción que se desperdició por este motivo.

Como se puede comprobar, resultaría una opción bastante interesante almacenar el excedente eólico, mediante cualquier tipo de sistema de almacenamiento energético con el objetivo de no desperdiciar la energía eólica excedentaria.

Por otro lado, en zonas donde las interconexiones son débiles como el territorio canario<sup>7</sup>, y la penetración masiva de las energías renovables se complica, debido a la gran intermitencia de este tipo de fuentes, la estrategia de almacenamiento energético resulta mucho más importante aún si cabe, con el objetivo de aportar mayor estabilidad al sistema eléctrico y no incurrir en tan elevados costes de generación.

---

<sup>7</sup> "El sistema eléctrico canario cuenta con seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño comparados con el peninsular. Actualmente carecen de cualquier posibilidad de interconexión entre sí, por las grandes profundidades marinas que impiden el tendido de cables submarinos; salvo el enlace entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura". Red Eléctrica Española.

## 1.5 Tecnologías de almacenamiento

Con el objetivo de sincronizar oferta y demanda de un bien que, sin dichos sistemas de acumulación, se debería producir y consumir de forma instantánea, nacen los sistemas de almacenamiento de electricidad. La tecnología utilizada es variada, tanto en la forma de almacenarlo (en forma de energía eléctrica, térmica, química, gravitacional, etc.), como en las características del propio sistema de almacenamiento (peso, tamaño, potencia, energía, eficiencia, potencia, velocidad de carga y descarga, vida media, etc.).

Los sistemas de almacenamiento de energía aportan continuidad al suministro eléctrico ante posibles cortes momentáneos o alargados en el tiempo. Adicionalmente, pueden reducir distorsiones causadas por armónicos, así como eliminar tanto huecos de tensión como sobretensiones.

Aquellos sistemas con una gran capacidad de almacenamiento, serán capaces de reducir el apuntamiento de la curva de demanda actuando en el Mercado Eléctrico. Durante los periodos de baja demanda (bajo precio) comprarán energía, vendiéndola a un precio mayor en aquellos tramos de alto consumo. De esta forma, la curva es menos apuntada puesto que durante los periodos valle los sistemas de almacenamiento demandan energía, y durante los periodos de alta demanda, aportan la generación.

Por todo ello, se demuestra que los sistemas de almacenamiento de energía aportan diversos beneficios para productores, consumidores, comercializadores de energía, así como para el Operador del Sistema Eléctrico.

A continuación, se analizan los diferentes tipos de sistemas dependiendo tanto de su aplicación como de la forma de proceder al almacenamiento energético.

### 1.5.1 Sistemas de almacenamiento según su aplicación

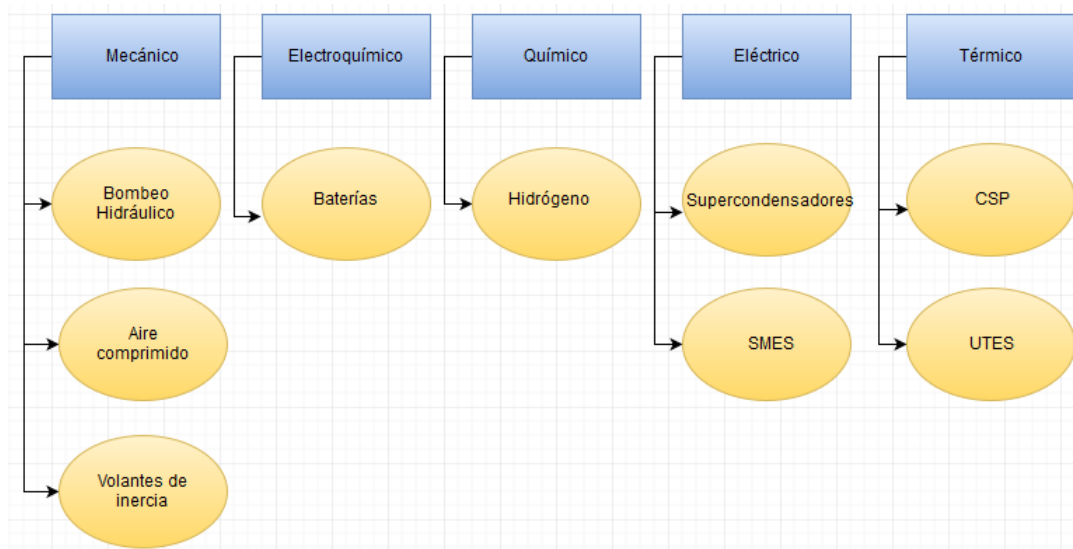
Dependiendo de la función a desempeñar por parte del sistema de almacenamiento, se podría realizar una primera clasificación. De esta forma, se distinguen:

- *Sistemas de mejora de calidad de potencia:* aseguran la estabilidad de la potencia suministrada (sólo operan en tiempos inferiores al segundo).
- *Sistemas puente de potencia:* aseguran la continuidad del servicio cuando se cambia de fuente de generación energética (operan en intervalos de segundos a minutos).
- *Sistemas de gestión de la energía:* utilizados para desacoplar la generación y el consumo de energía eléctrica.

Los sistemas con pequeña capacidad de almacenamiento y potencia, serán utilizados para la mejora de la calidad de la potencia de la red. Aquellos con mayores potencias, se emplearán para asegurar la estabilidad del sistema de transporte. En cuanto a los que presentan mayores capacidades de almacenamiento y de respuesta, su uso estará reservado a la integración de las fuentes renovables no gestionables en la red eléctrica, así como para ayudar al control de la frecuencia y voltaje de la red.

### 1.5.2 Sistemas de almacenamiento según su forma de energía

En cuanto a la forma de proceder al almacenamiento energético, la figura 1.36 muestra la clasificación de los diferentes sistemas de almacenamiento según dicho criterio.



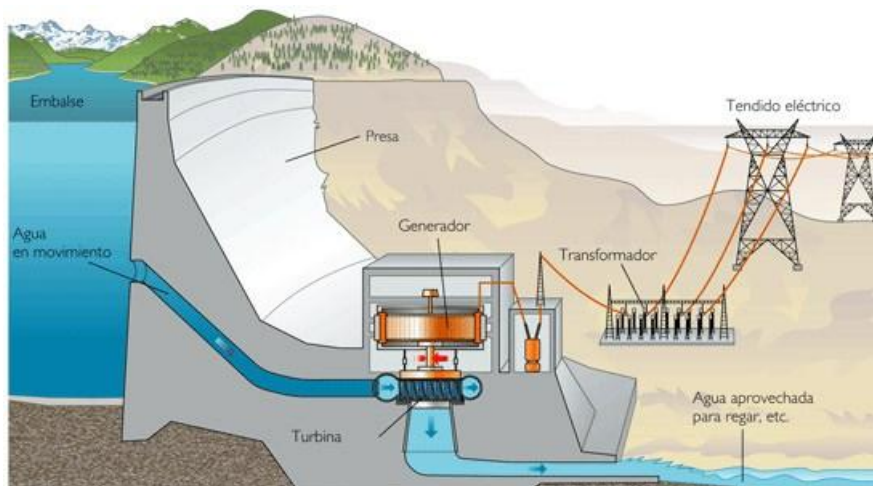
**Figura 1.36. Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con la forma de energía (Fuente: IEC. Informe "Electrical Energy Storage")**

A continuación, se realiza una breve descripción de cada uno de los diferentes sistemas de almacenamiento energético.

#### 1.5.2.1 Sistemas de almacenamiento mecánico

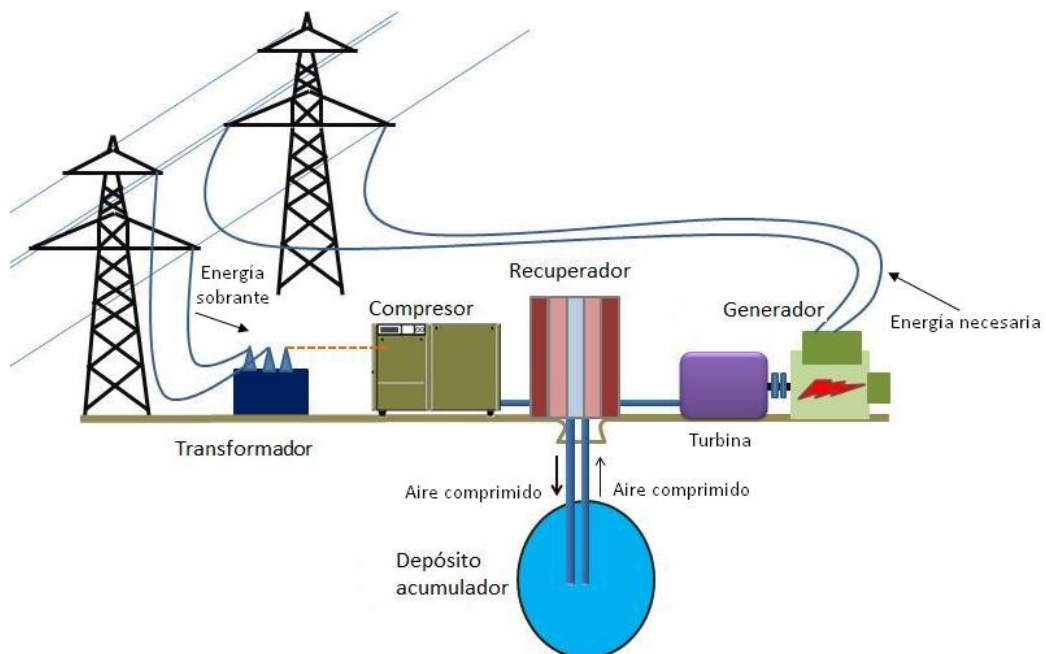
**Bombeo hidráulico:** Se trata del sistema más maduro (empleado desde hace 20 años). Aprovechando la caída de agua desde una cierta altura, se convierte la energía potencial en cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. De este modo, durante las horas valle se

puede almacenar energía, y durante las horas punta, cuando se quiere emplear la energía almacenada, funciona como una central hidroeléctrica convencional.



**Figura 1.37. Esquema almacenamiento de energía mediante bombeo hidráulico (Fuente: Pág. Web Eco Vive)**

**Aire Comprimado (CAES: "Compressed Air Energy Storage"):** La energía excedentaria se utiliza para comprimir aire y guardarlo en una caverna subterránea. Cuando haya un pico de demanda o el sistema no sea capaz de satisfacerla, se calienta el aire comprimido y se hace pasar por turbinas de presión que a su vez mueven un generador que vuelve a transformar la electricidad.



**Figura 1.38. Esquema Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido (Fuente: Página web mundocompresor)**

**Volantes de inercia:** Dispositivos que transforman la energía eléctrica en cinética a través de un motor que mueve un pesado disco rotatorio o masa rotante. Cuando se quiere extraer energía, la masa rotante empieza a desacelerar entregando la energía que mueve, a la máquina eléctrica que ahora actúa como un generador eléctrico.

Son capaces de entregar de manera muy rápida una gran cantidad de potencia útil. Sin embargo, su densidad de energía es muy baja, por lo que no podrán almacenar una gran cantidad de energía.

Se utilizan para mejoras de calidad de energía, como fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) y para amortiguar las variaciones de frecuencia.



**Figura 1.39. Esquema de volante de inercia**  
(Fuente: Página web de cleantechnicatecnologia)

#### 1.5.2.2 Sistemas de almacenamiento electroquímico

**Baterías:** Sistemas recargables, en los cuales se almacena energía eléctrica en forma de energía química. Durante el periodo de carga, se generan iones cargados eléctricamente que son empleados durante la descarga para crear un flujo de electrones.

Son el más utilizado actualmente y permite construir sistemas de muy pequeño tamaño, adecuados para balizas, repetidores de señal, estaciones de recogida de datos y puestos de socorro remotos. Sin embargo, no es adecuado para tamaños grandes debido a su elevado coste y dificultad de mantenimiento.

#### 1.5.2.3 Sistemas de almacenamiento eléctrico

**Supercondensadores:** almacenamiento energético en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeños dispositivos, formados por pares de placas conductivas separadas por un medio dieléctrico.

Ideales para la calidad de energía y el almacenamiento a corto plazo. Al ser capaces de cargarse y descargarse en muy breves periodos de tiempo (orden de segundos o inferior), se utilizan para volcar energía a la red cuando lo requiera. Idóneo para solventar problemas de estabilidad en la red, respondiendo ante interrupciones de suministro de escasa duración.

**SMES** ("Superconducting Magnetic Energy storage"): acumulan energía eléctrica en una bobina superconductora almacenando energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante circulación de corriente continua a través de



bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. La energía almacenada se puede inyectar de nuevo en la red descargando la bobina.

Su principal limitación es el elevado coste de los superconductores, así como las necesidades energéticas de refrigeración que requiere. Es una tecnología muy atractiva para elevadas potencias con rápidos tiempos de descarga (idóneo para el control de potencia).

#### **1.5.2.4 Sistemas de almacenamiento químico (Hidrógeno)**

Mediante una reacción química reversible (capacidad de poder absorber energía en un sentido y entregarla en el otro) se almacena energía eléctrica en forma química.

El par químico más interesante actualmente es el hidrógeno-oxígeno. Ambos elementos constituyen la molécula de agua ( $H_2O$ ) y pueden obtenerse a partir de ella mediante electrólisis (descomposición por electricidad). La posterior combinación de ambos ( $H_2 + O_2$ ) para formar agua devuelve parte de la energía absorbida en el proceso de electrólisis previo.

Una de los puntos a favor del par  $H_2-O_2$  sobre los demás, radica en que únicamente es necesario almacenar el hidrógeno, ya que el oxígeno puede tomarse de la atmósfera, de la que forma parte.

#### **1.5.2.5 Sistemas de almacenamiento térmico**

El procedimiento más común para almacenar la energía térmica es mediante un colector solar, el cual envía dicho calor a los depósitos de calor. Esta tecnología se denomina "Energía Solar por Concentración" (CSP) y utiliza elementos ópticos en forma de espejos para concentrar la energía solar, convirtiéndola en energía térmica a temperaturas entre 300-600°C. Se utiliza para alimentar turbinas, generalmente de vapor o de aire caliente, que producen electricidad.



**Figura 1.40. Sistema de almacenamiento (CSP) (Fuente<sup>8</sup>)**

---

<sup>8</sup> [http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/almacena/Almacenamiento\\_Termico.html](http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/almacena/Almacenamiento_Termico.html)



Por otro lado, la técnica UTES (Under Ground Thermal Energy Storage) utiliza almacenamiento en subsuelo no saturado o rocoso, empleando intercambiadores de calor en pozos o perforaciones verticales. Gracias a estos intercambiadores, la energía térmica es inyectada o extraída del subsuelo y entregada a consumidores, ya sea en forma directa o a través de bombas de calor.

### **1.5.3 Comparación y elección del sistema de almacenamiento**

Una vez descritos los principales sistemas de almacenamiento energético, se procederá a la elección del mismo, sabiendo que su utilización servirá para paliar el excedente eólico. Es por ello, que se busca un sistema con grandes capacidades de almacenamiento, y con la posibilidad de almacenarlo durante tiempos prolongados en caso de necesitarlo.

En primer lugar, se descartarán los volantes de inercia, los superconductores y los SMES, puesto que se adaptan mejor a aplicaciones de corto plazo de tiempo (elevada potencia y baja energía). En cuanto a los dos primeros, su uso estará destinado a la mejora de calidad de energía, siendo la aplicación de los SMES el control de potencia.

En lo que se refiere a las baterías, pese a poseer unas elevadas eficiencias, sobre todo tras la aparición de la batería Li-ion, siguen sin ser lo suficientemente adecuadas para tamaños grandes debido a su elevado coste y dificultad de mantenimiento.

Puesto que el objetivo es almacenar elevadas cantidades de energía durante tiempos prolongados, se podría pensar en las tecnologías de bombeo hidráulico o de aire comprimido. Sin embargo, el bombeo hidráulico presenta una serie de inconvenientes como son su limitación geográfica, el fuerte impacto ambiental que provoca y el elevado coste de la instalación hidráulica, así como el de los equipos hidráulicos, eléctricos o la propia construcción de las cañerías. En cuanto al aire comprimido, también presenta la desventaja de estar limitado por las condiciones geográficas y por no poder considerarse una fuente de gestión energética totalmente limpia (si no se emplea el ciclo adiabático en las turbinas de gas, se generan emisiones de CO<sub>2</sub>).

Por tanto, se utilizará el almacenamiento energético en forma hidrógeno. Además, dicha opción presenta una gran versatilidad y al estar todavía en una fase de desarrollo, se espera que existan grandes avances tecnológicos, así como importantes reducciones de los costes.

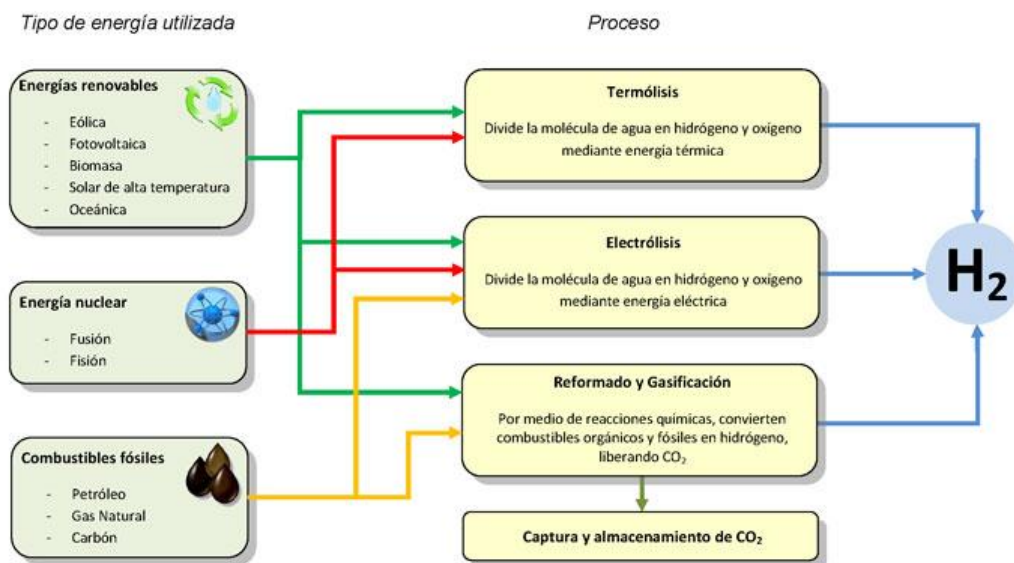
## 1.6 Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica. Su átomo está constituido por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica ( $H_2$ ).

En condiciones normales es un gas inodoro, incoloro, insípido, altamente inflamable, el más ligero del mundo y no es tóxico. Es el elemento más abundante en el universo, aunque no se encuentra libre en la naturaleza, sino que se presenta en compuestos unido a otros átomos, en particular, al carbono en los hidrocarburos y al oxígeno en el agua.

### 1.6.1 Métodos de producción

Existen diversos métodos de producción de hidrógeno según sea el tipo de energía y el proceso utilizados.



**Figura1.41: Métodos de producción de hidrógeno (Fuente: Página web del Centro Nacional de Hidrógeno)**

Actualmente, el reformado de gas natural mediante vapor de agua es la forma más económica de obtener hidrógeno a grandes escalas. Sin embargo, en el presente proyecto, se opta por utilizar una opción puramente limpia. De los métodos actuales, la **electrólisis del agua** permite combinar de forma excelente las energías renovables con la generación de hidrógeno.

### 1.6.1.1 Electrólisis del agua

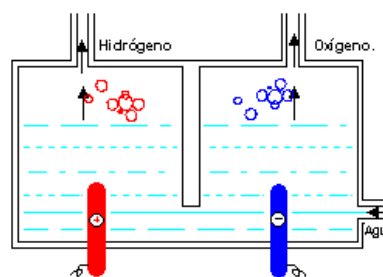
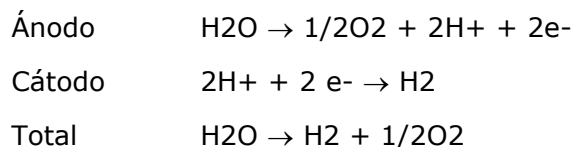
Descubierto por Michael Faraday en 1820, el proceso se basa en la descomposición del agua ( $H_2O$ ) en sus componentes constituyentes (hidrógeno y oxígeno) mediante un aporte energético (la electricidad). Se caracteriza por ser uno de los procedimientos más simples y limpios de obtención de dicho gas.

Su principio se fundamenta en conectar una fuente eléctrica a dos electrodos, normalmente de algún metal como platino o acero inoxidable, sumergidos en el agua, que actúa como electrolito facilitando la migración de los iones.

En una cuba electrolítica típica, el hidrógeno aparecerá en el cátodo (electrodo positivo), mientras que el oxígeno aparecerá en el ánodo (electrodo negativo)<sup>9</sup>.

Asumiendo un rendimiento ideal, la cantidad de hidrógeno generado doblará a la de oxígeno, siendo ambas proporcionales a la carga eléctrica conducida por la solución.

La electrolisis suele llevarse a cabo a temperaturas entre 80-85 °C. La reacción electroquímica que tiene lugar en el proceso es:



**Figura 1.42. Proceso de electrólisis. (Fuente: Página web ideas4all)**

### 1.6.2 Hidrógeno como vector energético

El hidrógeno se ha denominado “el vector energético<sup>10</sup> del futuro”, llegando a hablar de una “Economía del hidrógeno”, cuya aparición y asentamiento de la generación distribuida basada en dicho gas, reemplazase a la actual “Economía de los combustibles fósiles”, como vaticinó Jeremy Rifkin en el año 2002. La apuesta por el hidrógeno se basa en:

<sup>9</sup> En un dispositivo que consume energía, el ánodo es positivo, y en un dispositivo que proporciona energía, el ánodo es negativo. De igual forma, un dispositivo que consume energía, el cátodo es negativo, y en un dispositivo que proporciona energía el cátodo es positivo.

<sup>10</sup> **Vector energético:** sustancias o dispositivos que almacenan energía, de tal manera que ésta pueda liberarse posteriormente de forma controlada. Se diferencian de las fuentes primarias de energía en que, a diferencia de éstas, se trata de productos manufacturados, en los que previamente se ha invertido una cantidad de energía mayor para su elaboración.

- **Elevada eficiencia energética:** se puede obtener electricidad de forma directa a partir de la energía química del hidrógeno. Con ello, se evita el empleo de un ciclo termodinámico intermedio (eliminando la restricción del factor de Carnot).
- **Reducción de la dependencia energética:** se obtiene a partir de fuentes de energía primaria muy variadas. De esta manera, se evita su concentración en unos determinados países como actualmente ocurre con el petróleo.
- **Ausencia de emisiones de CO<sub>2</sub>:** si se obtiene el hidrógeno mediante una fuente primaria limpia, la electricidad generada no produce emisiones de dióxido de carbono.

### 1.6.3 Usos y aplicaciones

La producción de hidrogeno utilizando energías renovables mediante electrólisis presenta numerosas ventajas desde dos puntos de vista diferentes:

#### 1.6.3.1 Como apoyo en la integración de las energías renovables en la red

- Permite operar de forma flexible, pudiendo consumir en periodos donde los precios del Mercado Eléctrico son bajos.
- Utilizado como vector de gestión energética, permite disminuir la necesidad de reforzar la red en aquellos emplazamientos con elevado potencial eólico cuyas redes de distribución son débiles.
- El factor de capacidad de la red aumenta. En aquellos periodos en los cuales hay un exceso de producción, al poder ser consumida esa energía mediante el electrolizador, se consiguen suavizar los picos de producción renovable.

#### 1.6.3.2 Como Producción directa de hidrógeno

Las principales aplicaciones según el tipo de industria serían:

**Tabla 1.9. Aplicaciones del hidrógeno**

<b>INDUSTRIA</b>	<b>APLICACIONES</b>
<b>Alimentos y bebidas</b>	-Producción de plásticos, poliéster y nylon (H <sub>2</sub> puro). -Hidrogenación de aminos y ácidos grasos (aceites comestibles).
<b>Vidrio, Cemento y cal</b>	-Creación de atmósferas reductoras por debajo del baño de estaño en el proceso FLOAT (Combinado con el Ni). -Utilizado para el tratamiento térmico del vidrio hueco y las preformas de fibra óptica.
<b>Metalurgia</b>	-Atmósfera reducida para los procesos de tratamientos térmicos.
<b>Laboratorios &amp; Análisis</b>	-Como gas portador en cromatografía en la etapa gaseosa y en numerosas técnicas analíticas.
<b>Soldadura, corte y recubrimiento</b>	-Tratamiento térmico de diversos metales.
<b>Petróleo y gas</b>	-Desulfuración de gas oil y nafta.
<b>Electrónica</b>	-Gas portador en procesos de semiconducción (deposiciones de Silicio o crecimientos de cristal) -Gas de limpieza en las atmósferas de soldadura -Templar piezas de cobre.
<b>Espacio y aeronáutica</b>	- En su estado líquido utilizado como ergol para la propulsión de etapas criogénicas del cohete de Ariane.
<b>Automotriz &amp; Transporte</b>	- Fuente de energía libre de carbono que se utiliza en células combustibles.

**(Fuente: Página web de airliquide)**

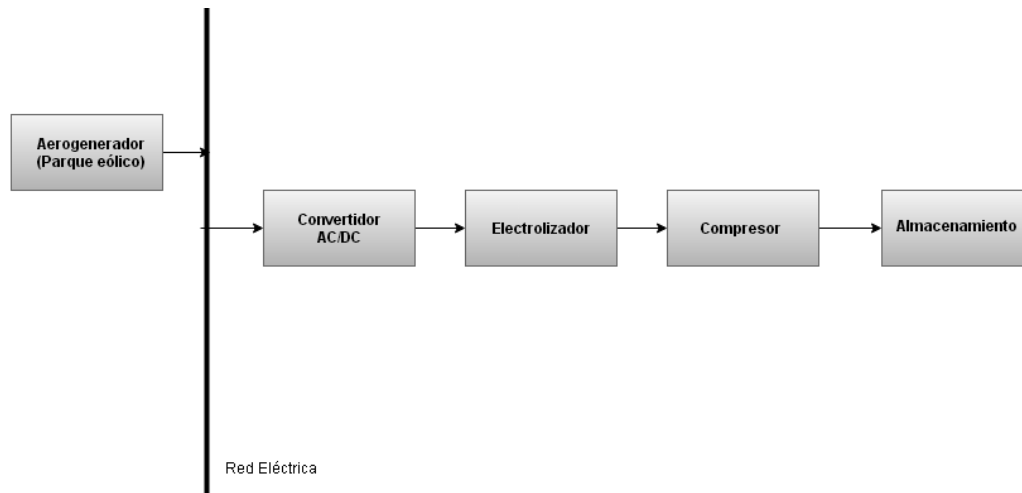
#### **1.6.4 Tipos de sistemas integrados de energía eólica con hidrógeno basada en energías renovables**

Dependiendo de la finalidad del sistema integrado de energía eólica e hidrógeno, se tendrán las siguientes posibilidades:

##### **1.6.4.1 Sistemas integrados para la producción única de hidrógeno**

El sistema consiste en un aerogenerador (o parque eólico), cuya energía excedentaria, y que por consiguiente no es suministrada a la red, se cede a un electrolizador, el cual se encargará de la producción de hidrógeno. Se debe tener en cuenta que el aerogenerador produce energía en corriente alterna y el electrolizador la consume en corriente continua, por lo que entre ambos elementos, deberá existir un sistema de conversión AC/DC. Producido el hidrógeno, se

necesitará un compresor para elevar la presión del gas con el objetivo de disminuir su volumen, y así poder almacenarlo en el sistema elegido para ello.

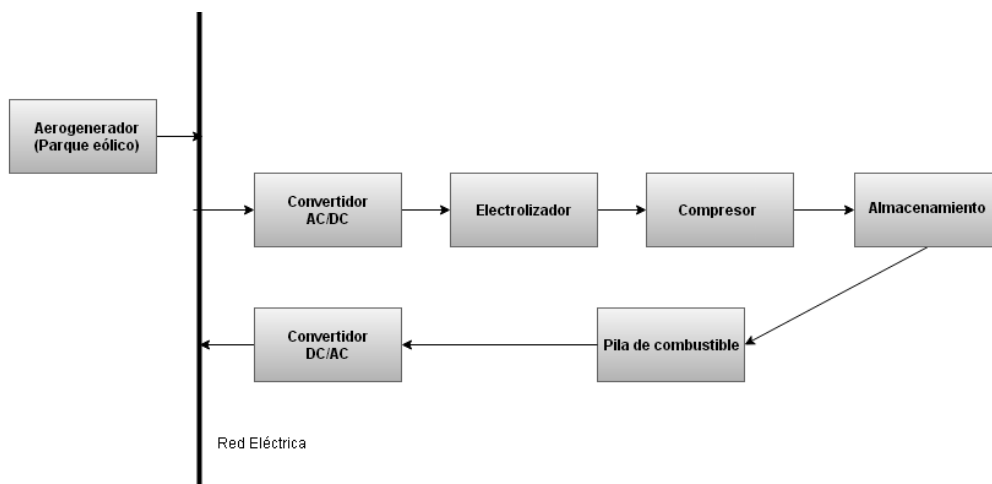


**Figura 1.43. Esquema del Sistema eólico-H2 para la producción de hidrógeno**

#### 1.6.4.2 Sistemas integrados para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica

En este caso, con el objetivo de sincronizar oferta y demanda, se utiliza la pila de combustible (dispositivo capaz de realizar el proceso inverso de la electrólisis, es decir, a partir de hidrógeno, generar electricidad).

Cuando la generación eólica supera la ofertada por el gestor de dicho parque, la energía eléctrica en exceso se deriva al electrolizador, produciendo hidrógeno como en el caso anterior. Sin embargo, cuando ocurre lo contrario, es decir, la energía eléctrica ofertada es superior a generada, entra en funcionamiento la pila combustible utilizando el hidrógeno almacenado para intentar paliar el déficit de energía eléctrica.



**Figura 1.44. Esquema del Sistema eólico-H2 para acoplar producción y demanda**

#### **1.6.4.3 Elección del sistema integrado eólica-hidrógeno**

La opción que se aborda en el proyecto será la producción de hidrógeno únicamente. Es cierto que en emplazamientos donde las redes eléctricas son débiles, resulta una opción bastante interesante el uso de la pila de combustible para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, se elige la opción anterior, al ser actualmente la más económica, y puesto que se evita el desperdicio de excedentes eólicos, y se fomenta la instalación y producción de dicha fuente de energía. No obstante, de cara al futuro, cuando se reduzcan los precios de la pila de combustible, la opción descartada será vital en el objetivo de integrar la mayor cantidad de energía de origen renovable en el sistema eléctrico.

## CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

Los objetivos del segundo capítulo son la elección del emplazamiento idóneo para la planta de producción de hidrógeno, que se obtendrá en el primer apartado de dicho capítulo, denominado *Localización*. Posteriormente, en el segundo apartado, *Descripción del proceso*, se describirán y dimensionarán los principales componentes que componen dicha planta. Finalmente, en el tercer y último apartado, *Evaluación de la producción de hidrógeno*, se realizará el cálculo de la producción de hidrógeno que se espera obtener.

La metodología empleada para la consecución de cada uno de los objetivos, se detallará al comienzo de cada uno de los apartados, realizando una descripción de la misma.

### 2.1 Localización

Una vez elegido como sistema de almacenamiento energético de los excedentes eólicos, la producción de hidrógeno, el siguiente paso que debe realizarse es elegir su emplazamiento.

La metodología empleada para obtener dicho lugar, se describe a continuación:

1. Definir los criterios tanto principales como secundarios que deberá cumplir el emplazamiento seleccionado.
2. Elegir el parque eólico del que se aprovechará su energía excedentaria para poner en marcha la planta. Existen dos opciones, elegir uno que ya se encuentre operativo, u optar por proyectos presentados en el Gobierno de Canarias que aún no hayan sido aprobados. Seleccionado el parque eólico, el emplazamiento de la planta se encontrará en las proximidades del parque eólico.
3. Analizar que el emplazamiento escogido cumple todos los criterios definidos en el primer punto. En caso afirmativo, se dará por válida la ubicación escogida para la planta.

#### 2.1.1 Estudio preliminar

##### 2.1.1.1 Criterios principales y secundarios

Elegido el territorio canario, a continuación se enuncian una serie de criterios tanto principales como secundarios, que debe cumplir el emplazamiento escogido para asegurar el correcto funcionamiento de la planta, resultando lo más viable económicamente posible.



Tabla 2.1 Criterios principales y secundarios	
Criterios principales	
	Máximo potencial eólico del emplazamiento
	Seguridad de abastecimiento de agua
	Mínimo impacto medioambiental en la flora y fauna
	Distancia con respecto a los centros de distribución
Criterios secundarios	
	Mínimo impacto a núcleos urbanos
	Accesibilidad

### Criterios principales:

#### ➤ Máximo Potencial eólico del emplazamiento

La planta de producción de hidrógeno se pondrá en funcionamiento a partir de la energía excedentaria del parque eólico. Es por ello, que cuanto mayor recurso eólico exista en el emplazamiento elegido, mayor cantidad excedentaria se dispondrá para poner en funcionamiento el electrolizador, y por consiguiente, mayor cantidad de hidrógeno se podrá producir.

Como se puede comprobar en el mapa de las zonas con mayores recursos eólicos, facilitado por la web del *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía "IDAE"*, el Archipiélago es una de las regiones de España con mayor potencial eólico junto con Galicia, Cataluña y Andalucía. Las velocidades del viento superiores a los 9 m/s hacen del emplazamiento canario uno de los territorios con mayor potencial a la hora de fomentar el uso de la energía eólica.



Figura 2.1. Zonas en España con mayores recursos eólicos (Fuente: IDAE)

➤ **Seguridad de abastecimiento de agua**

El agua es un recurso vital en el proceso de producción de hidrógeno mediante electrolisis, ya que a partir de la disociación de su molécula tras el paso de corriente eléctrica en el electrolizador, se consigue la obtención de dicho hidrógeno. Es por ello que será conveniente que el emplazamiento elegido se encuentre en las proximidades de un río o un mar para que no se asuman elevados costes de transporte, que habría que sumar a los consiguientes costes del equipo de tratamiento del agua.

➤ **Mínimo impacto medioambiental en la fauna y flora de la zona**

El emplazamiento elegido debe cumplir la Red Natura 2000, que como queda reflejado en el Boletín Oficial del Estado, nº 299, Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, está "compuesta por los Lugares de Importancia Comunitaria, las Zonas Especiales de Conservación y las Zonas de Especial Protección para las Aves. Estos espacios tendrán la consideración de espacios protegidos, con la denominación específica de espacios protegidos Red Natura 2000, con el alcance y las limitaciones que las Comunidades autónomas establezcan en su legislación y en los correspondientes instrumentos de planificación".

En lo que respecta a las islas Canarias, se deberá respetar una distancia mínima de un radio de un kilómetro con respecto a cualquier Espacio Natural Protegido.

➤ **Distancia con respecto a los centros de distribución**

Puesto que el objetivo de la planta es la producción de hidrógeno para su posterior venta, para el caso en el que se deba realizar el transporte de dicho bien a los centros de distribución, resulta conveniente que la distancia entre la planta y dichos centros sea pequeña. De esta manera, se reducirán notablemente los costes relacionados con el transporte del hidrógeno.

**Criterios secundarios:**

➤ **Mínimo impacto a núcleos urbanos**

El cumplimiento del presente criterio queda asegurado al encontrarse la planta en las cercanías del parque eólico elegido, puesto que no pueden encontrarse en las proximidades de los núcleos urbanos para respetar las medidas medioambientales.

Este hecho repercute positivamente en la viabilidad económica del proyecto, al ser menores los costes de los terrenos en las zonas alejadas de los núcleos urbanos.

➤ **Accesibilidad**

Pese a no encontrarse en las cercanías de los núcleos urbanos, la planta deberá contar con un sistema de carreteras cercano para facilitar el acceso del personal a la planta.

Una vez definidos los criterios a seguir para elegir el emplazamiento idóneo, lo primero que se deberá escoger es el parque eólico del que se aprovechará su energía excedentaria para la producción de hidrógeno.

### 2.1.1.2 Elección del parque eólico

Existen diversas páginas que facilitan la información de los parques eólicos que actualmente se encuentran operativos en el territorio nacional, y más concretamente, en las Islas Canarias:

- **AEE (Asociación Empresarial Eólica):** mapa eólico con información de la ubicación, potencia, número y modelo de aerogeneradores.
- **ITC (Instituto Tecnológico de Canarias):** En su *Recurso Eólico de Canarias*, se encuentra tanto un mapa de los parques eólicos de Canarias, como su ubicación exacta a través de Google Earth.
- **Anuario Energético de Canarias:** Informe anual que realiza la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de Canarias donde se encuentra un mapa eólico de cada una de las islas del Archipiélago.



**Figura 2.2. Parques eólicos en Canarias (Fuente: ITC)**

Una vez analizados todos los parques que se encuentran en funcionamiento, los criterios que se tendrán en mayor consideración serán los dos primeros.

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En cuanto al mayor potencial eólico, el parque deberá encontrarse en un territorio donde las velocidades del viento sean elevadas, así como disponer de aerogeneradores cuya potencia unitaria haga viable el uso de electrolizadores y así aprovechar la energía que no se puede verter a red. Por otro lado, se buscará que dicho parque se encuentre en las proximidades de un río o un mar, para asegurar el abastecimiento de agua a un coste no tan elevado, con el fin de no asumir excesivos costes de transporte.

Sin embargo, el territorio insular está sufriendo un cambio energético como recientemente ha comentado Francisca Luengo, Consejera de Empleo, Industria y Comercio Canario: *"Una vez que hemos superado las trabas administrativas iniciales y hemos conseguido que se aprobara en la planificación las subestaciones necesarias, para que éstas se construyan a tiempo y con los bombeos necesarios, podemos afirmar que las islas entran en un nuevo modelo energético que permite la consolidación de las renovables"*<sup>11</sup>.

Este hecho en cuanto a eólica se refiere, se ha traducido en la aprobación durante el mes de Abril del 2015, por parte de la Conserjería de Industria, de 4 nuevos parques eólicos en las islas de Gran Canaria. Serían los siguientes:

- Gran Canaria: repotenciación del parque eólico de *Cueva Blanca* y del *Barranco de Tirajana*, ambos con 2 megavatios.
- Fuerteventura: la *desaladora de Puerto del Rosario*, con 2 megavatios.
- La Gomera: el parque eólico de *Ayamosna*, con 1'8 megavatios.

Posteriormente, en el mes de Julio del mismo año, se autorizaron dos nuevos parques eólicos en Fuerteventura: *La Tablada* y *El Moralito*. Ambos en el término municipal de Tuineje, con una capacidad de 9,2 megavatios cada uno.

Según las estimaciones realizadas por el titular de la Consejería de Economía Pedro Ortega, tras realizar un primer balance, a los 151 megavatios instalados actualmente en el Archipiélago, se podrán incorporar, como mínimo, otros 270. Lo que significará un incremento del 178%, es decir, triplicar el grado de penetración de la energía eólica en Canarias.

Ante esta situación, a finales del mes de Octubre de 2015, el Comité de Inversiones y Proyectos Estratégicos de Canarias propuso que se consideraran **18 parques eólicos como proyectos de interés estratégico por su especial relevancia para el desarrollo social y económico de las islas**. Según el Gobierno canario, de esos 18 parques eólicos, 11 están situados en Gran Canaria; 5 en Fuerteventura; y 2 en Tenerife.

---

<sup>11</sup><http://www.laprovincia.es/fuerteventura/2015/07/04/gobierno-canario-autoriza-nuevos-parques/722196.html>

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Como se puede comprobar, se espera una importante instalación de potencia eólica en el territorio canario debido a la obsolescencia de los parques eólicos actuales (el 66% posee una antigüedad superior a 15 años) y gracias a la mejora judicial en el panorama energético insular. Analizando el tipo de aerogenerador utilizado en la mayoría de los proyectos, se prevé el uso de tecnología puntera, con los modelos ENERCON 2.3 MW o VESTAS 3 MW como referentes a la hora de escoger el tipo de aerogenerador.

Por esta razón, se descarta elegir un parque eólico operativo actualmente, eligiendo uno de los propuestos por el Comité de Inversiones y Proyectos Estratégicos de Canarias, puesto que se ajustará mejor a la situación eólica que vivirá Canarias en un corto plazo de tiempo. Concretamente el parque eólico escogido será: "**Parque Eólico Balcón de Balos**", en Agüimes (Gran Canaria). El anteproyecto de dicho parque eólico es de libre acceso para cualquier persona, estando publicado en la web del Gobierno de Canarias:

- Proyecto: **PARQUE EÓLICO DE 18 MW "LOS BALOS" EN AGÜIMES.**
- Promotor: VVO ENERGY S.L.
- Autor: **Equipo Estable I+D INGEMAR Dpto. Ingeniería Marítima Universidad de La Laguna**

Del informe del anteproyecto, se comprueba que dicho parque consta de 6 aerogeneradores Vestas, modelo Vestas V90-3000, cuya potencia unitaria es de 3MW, consiguiendo una potencia total de 18 MW. La siguiente tabla recoge la información de cada uno de los aerogeneradores:

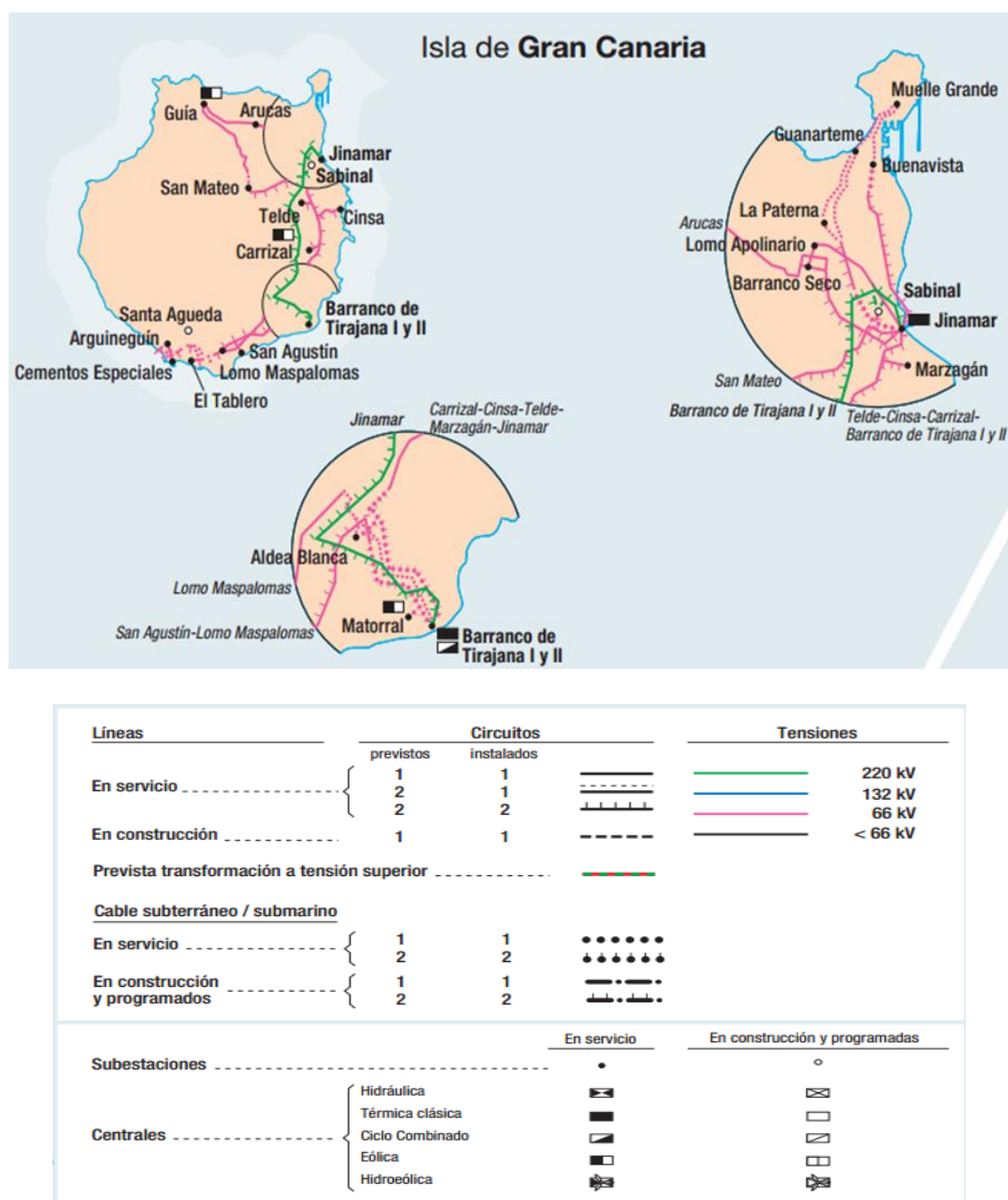
Tabla 2.2. Características Parque eólico "Los Balos"				
Aerogenerador			Coordenadas UTM	
Nº	Modelo	Potencia (kW)	x	y
1	Vestas V90-3000	3000	454454	3087186
2	Vestas V90-3000	3000	454274	3087186
3	Vestas V90-3000	3000	454575	3086736
4	Vestas V90-3000	3000	454395	3086736
5	Vestas V90-3000	3000	454215	3086736
6	Vestas V90-3000	3000	454035	3086736

Según dicho documento, la energía eléctrica generada por los aerogeneradores será evacuada a la subestación del parque a 30 kV, donde su tensión será elevada a 60 kV para su posterior evacuación a la red de distribución mediante la conexión a la *línea Carrizal-Aldea Blanca*<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> La energía eléctrica generada por el parque será evacuada a través de una línea aérea de media tensión hasta el apoyo de entronque en la *línea Carrizal-Aldea Blanca*.

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la siguiente figura, extraída de la web de Red Eléctrica de España (REE), se puede visualizar el mapa de la red de transportes de la isla de Gran Canaria. Como se observa, existen tramos que se encuentran en construcción, entre los que se destaca la ampliación de la subestación de Aldea Blanca. Dicho desarrollo de la red, fue aprobado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, como se recoge en la Orden IET/2209/2015 recogida en el Boletín Oficial del Estado<sup>13</sup>, en la cual se aprueba el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



**Figura 2.3. Red de transportes de la isla de Gran Canaria (Fuente: REE. Pág. Web de la Red Eléctrica de España)**

<sup>13</sup> <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/23/pdfs/BOE-A-2015-11398.pdf>



Elegido el parque eólico, en el siguiente apartado se define la situación exacta del lugar donde se encontrará la planta y se analiza si se cumplen los criterios que fueron definidos en la introducción del presente capítulo. En caso afirmativo, se dará por positivo el emplazamiento escogido.

### 2.1.2 Situación exacta de la planta

La situación de la planta se encontrará en la Isla de Gran Canaria, en el municipio de Agüimes.



**Figura 2.4. Localización de Gran Canaria en las Islas Canarias**



**Figura 2.5. Localización del Término municipal de Agüimes en Gran Canaria**

Teniendo como referencia las coordenadas del parque eólico elegido, la ubicación aproximada de la instalación sería la siguiente:

Tabla 2.3. Coordenadas UTM de nuestra planta de hidrógeno	
Coordenadas UTM (28 R)	
x	y
457022m E	3083788m N

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Utilizando dichas coordenadas, se obtiene la localización de la planta con respecto a la isla de Gran Canaria.

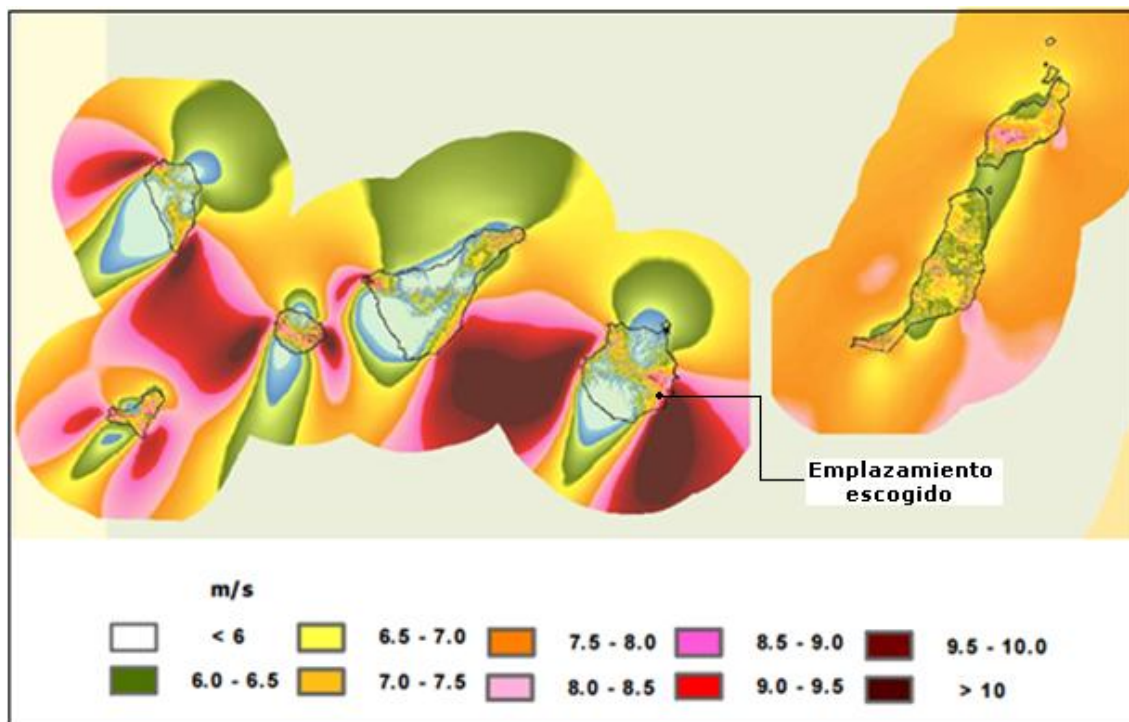


**Figura 2.6. Localización de la planta de producción de hidrógeno (Fuente: Google Earth)**

Elegido el emplazamiento, se comprobará el cumplimiento de los criterios analizados en el apartado anterior, para dar por válida dicha ubicación.

### 2.1.2.1 Potencial eólico del emplazamiento

Si se visualiza el mapa con las zonas de mayores recursos eólicos para la Comunidad Autónoma de las Islas Canarias, facilitado por la web del *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía "IDAE"*:



**Figura 2.7. Zonas de mayores recursos eólicos en las Islas Canarias (Fuente: IDAE)**



Se comprueba que el emplazamiento escogido, ubicado en el sudeste de la isla de Gran Canaria, se encuentra en uno de los territorios donde las velocidades del viento son elevadas.

En lo que respecta al parque eólico elegido, tanto la potencia unitaria de cada aerogenerador (3 MW), como la potencia total del parque (18 MW), poseen unos valores elevados. Este hecho, evidencia la posibilidad de que se produzcan cortes eólicos al estar generando una producción eólica superior a la que se demanda o podría hacer frente la red.

#### 2.1.2.2 Seguridad de abastecimiento de agua

Como se puede observar en la figura 2.8, la costa de Arinaga se encuentra aproximadamente a una distancia de 4.35 km. Gracias a este hecho, el emplazamiento reúne unas características idóneas para el abastecimiento de agua sin asumir costes severos de transporte.



**Figura 2.8. Distancia de la planta a la Costa de Arinaga (Fuente: Google Earth)**

#### 2.1.2.3 Mínimo impacto medioambiental en la flora y fauna de la zona

Como se analizó anteriormente, la instalación debe cumplir las exigencias recogidas en la Red Natura 2000. Al situarse en las islas de Gran Canarias, deberá respetar la distancia mínima de un radio de un kilómetro con respecto a las zonas protegidas.

Dado que se utilizará la información recogida en el anteproyecto del parque eólico de los Balos, todas las distancias con respecto a las zonas protegidas y las figuras donde se visualiza dicha distancia, están referidas con respecto al parque eólico, y no respecto a la planta objeto de estudio. Sin embargo, se da por válida dicha información, puesto que la distancia entre los aerogeneradores y la instalación de producción de hidrógeno es mínima.

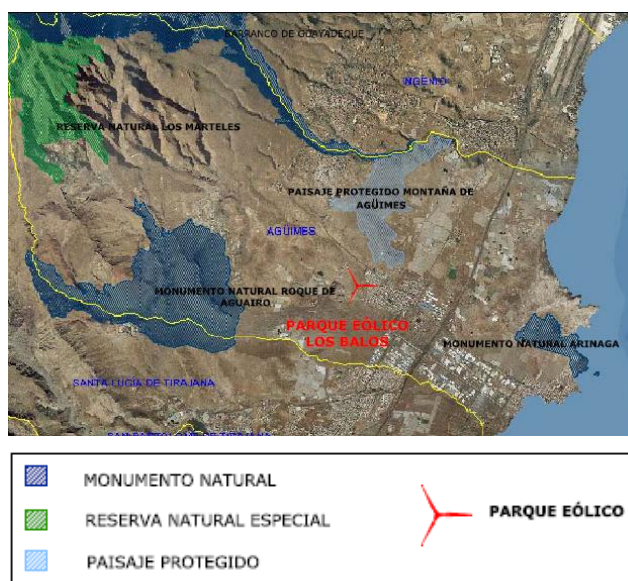
##### 2.1.2.3.1 Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos

Los Espacios Naturales de Interés en relación a la Red Canaria de Espacios Naturales protegidos, próximos a la instalación, son los siguientes:

**Tabla 2.4. Distancia del parque eólico con respecto a los Paisajes Naturales**

Denominación	Distancia (m)
<b>Paisaje protegido Montaña de Agüimes</b>	2.150
<b>Monumento Natural Roque de Aguiro</b>	1.910
<b>Reserva Natural Los Marteles</b>	3.400
<b>Monumento Natural Arinaga</b>	3.944
<b>Barranco de Guayadeque</b>	1.130

En la siguiente figura, se visualizan dichas distancias con respecto al parque eólico.



**Figura 2.9. Distribución de los Espacios Naturales Protegidos (Fuente: Anteproyecto Parque Eólico "Balcón de Balos")**

Debido a la considerable distancia que separa la zona estudio con respecto a los Espacios Naturales Protegidos anteriormente citados, se considera que la planta no producirá en ellos, efectos negativos por el funcionamiento de dicha instalación.

#### 2.1.2.3.2 Red Natura 2000

Con respecto a los Lugares de Interés Comunitario (LIC's) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA's), se realiza un procedimiento análogo al anterior.

➤ Lugares de Interés Comunitario (LIC´s)

Tabla 2.5. Distancia con respecto a los LIC´s	
Denominación	Distancia (m)
<b>Amurga</b>	8.530
<b>Barranco de Guayadeque</b>	1.130
<b>Los Marteles</b>	3.400

En la figura 2.10, se representa la distancia del parque eólico con respecto a los Lugares de Interés Comunitario.



**Figura 2.10. Distribución de los Lugares de Interés Comunitario (Fuente: Anteproyecto Parque Eólico "Balcón de Balos")**

➤ Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA´s)

No existe ningún área relativamente cerca que pudiera poner en peligro el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

Finalmente, tras analizar cada una de las zonas, se comprueba que la construcción de la planta de producción de hidrógeno cumpliría con los requisitos medioambientales pertinentes, encontrándose lo suficientemente alejada de cualquiera de los territorios protegidos ubicados en los alrededores del emplazamiento.

#### 2.1.2.4 Distancia con respecto a los centros de distribución

La distribución del hidrógeno producido, se podría realizar a través de barcos. Por ese motivo, se deberá analizar la distancia a la que se encuentra la planta con respecto a los puertos más cercanos ubicados en la isla de Gran Canaria.

Una vez realizada dicha búsqueda, el puerto más cercano a la planta sería el Puerto de Arinaga. Como se puede observar en la figura 2.11, tan sólo existe una distancia de 4.55 km, por lo que los costes de transporte desde el lugar de producción de hidrógeno y el lugar donde se producirá su posterior distribución, serán bastante pequeños.



**Figura 2.11. Distancia del Parque eólico al Puerto de Arinaga (Fuente: Google Earth)**

#### 2.1.2.5 Accesibilidad

La planta deberá contar con un sistema de carreteras cercano para facilitar el acceso del personal a la misma. Como se puede observar en la figura 2.12, está perfectamente comunicada mediante una amplia red de carreteras.



**Figura 2.12. Accesibilidad de la planta de Hidrógeno (Fuente: Google Earth)**

### **2.1.2.6 Impacto a núcleos urbanos**

Este sería el criterio de menor relevancia, ya que los impactos nocivos que la planta podría crear en la sociedad son despreciables. En cuanto a la contaminación atmosférica, el único elemento que se vierte a la atmósfera es el oxígeno, que como se sabe, no es contaminante. En lo que respecta a la contaminación acústica, si se compara con el ruido que generan los aerogeneradores del parque eólico del cual se aprovecha la energía, los decibelios generados para el funcionamiento de la maquinaria de la instalación, podrían ser irrelevantes.

No obstante, cabe mencionar que la planta se encuentra en la periferia del término municipal de Agüimes, alejada del casco urbano del municipio.

### **2.1.3 Conclusión del emplazamiento elegido**

Como se ha podido comprobar, tras analizar cada uno de los criterios, la localización de la planta reúne las características idóneas para la producción de hidrógeno.

Por un lado, el abastecimiento de las materias primas que requiere el proceso de electrolisis queda asegurado:

- Recurso eólico: emplazamiento con elevadas velocidades del viento y gran potencia tanto unitaria como total del aerogenerador y parque eólico, respectivamente.
- Agua: Distancia escasa con respecto a la Costa de Arinaga (4.35 km).

Por otro lado, una vez producido el hidrógeno, su transporte al centro de distribución sería bastante viable económicamente, puesto que el Puerto de Arinaga se encuentra a tan sólo 4.55 km.

Si a todo ello, se suma el cumplimiento de los requerimientos medioambientales y la facilidad con la que el personal podría llegar hasta la planta, se puede concluir que el emplazamiento escogido es el idóneo.

## **2.2 Descripción del proceso**

Con el objetivo de analizar y dimensionar los principales sistemas que componen la planta de producción de hidrógeno, en el siguiente apartado se procederá a la realización de:

1. Diagrama con los sistemas principales que componen la planta, indicando la entrada y el resultado obtenido tras el paso por dicho sistema.
2. Descripción de los principales componentes de cada uno de los sistemas, así como la evaluación de la dimensión que deberían obtener según las características de la planta de producción seleccionada y el emplazamiento elegido.



### 2.2.1 Introducción

La planta presentada en el documento actual, consiste en un sistema integrado eólico-hidrógeno. A partir de la energía excedentaria generada por el parque eólico, se pondrá en funcionamiento la instalación para obtener la producción de hidrógeno.

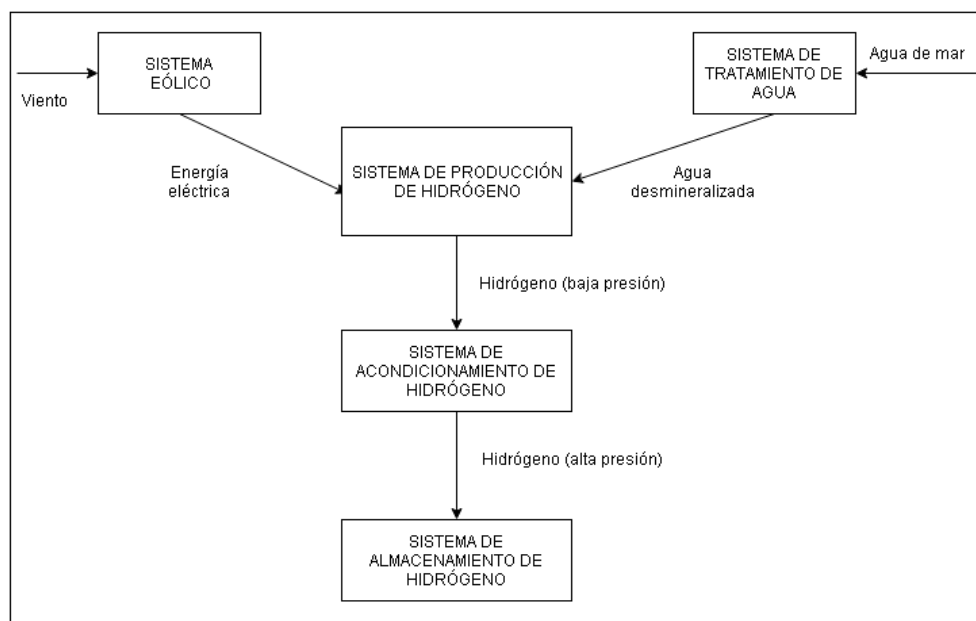
El objetivo será únicamente la producción de dicho vector energético. Esto hace que se prescindir de la pila combustible (ver figura 1.44), elemento encargado de la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno producido y almacenado en el sistema de almacenamiento.

Los principales sistemas necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación, serán los siguientes:

- Sistema eólico.
- Sistema de tratamiento de agua.
- Sistema de producción de hidrógeno.
- Sistema de acondicionamiento del hidrógeno.
- Sistema de automatización

### 2.2.2 Diagrama de los distintos sistemas

En el esquema presentado a continuación, se puede contemplar el diagrama de los distintos sistemas que componen el proceso de la planta de producción de hidrógeno. En dicha figura, además de éstos, se muestran tanto las entradas, como el resultado obtenido tras el paso por dicho sistema correspondiente.



**Figura 2.13. Diagrama de los distintos sistemas**

## 2.2.3 Equipos de los distintos sistemas

### 2.2.3.1 Sistema eólico

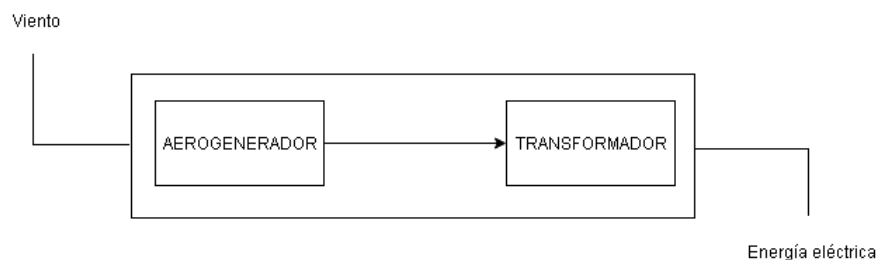
El proceso comienza en el momento en el que el parque eólico que se encuentra en las proximidades de la planta, produce una potencia eléctrica en exceso. Es decir, la producción es mayor que la energía que se vierte a la red. En este caso, en vez de desconectar los aerogeneradores, se opta por aprovechar esa energía (que en caso de no utilizar un sistema de almacenamiento sería desperdiciada) para suministrarla al Sistema de Producción de Hidrógeno.

Los principales motivos de parada que sufren los aerogeneradores, cuya energía podría ser aprovechada mediante el sistema de almacenamiento de hidrógeno elegido, serían los siguientes:

- **Avería o tareas de mantenimiento.** En determinadas ocasiones, es necesaria la parada temporal de las máquinas para realizar ciertas operaciones de mantenimiento. En el caso de que la avería o supervisión no sea del aerogenerador propiamente dicho, sino del centro de control o subestación, sí se podría aprovechar su energía. Pudiendo así mantener en activo el funcionamiento de los aerogeneradores, destinando la energía a la producción de hidrógeno.
- **Limitaciones por sobrepasar el valor consigna contratado.** Existe una potencia máxima que puede aportar el parque a la red, y que en caso de sobrepasarla, se deberá realizar la parada de los pertinentes aerogeneradores hasta llegar al valor requerido.
- **Limitaciones de la compañía eléctrica.** Se producen cuando la demanda de la red está cubierta. Ocurre normalmente en horarios nocturnos, aquellos en los que la demanda es escasa y la energía de origen renovable puede ser alta.

El sistema eólico, encargado de suministrar la potencia que pondrá en marcha la planta a objeto de estudio, está constituido por:

- El parque eólico (situado en las cercanías del emplazamiento elegido).
- El transformador de potencia, cuya misión es el acondicionamiento de la potencia que llega desde dicho parque eólico, para su posterior uso en el Sistema de Producción de Hidrógeno.



**Figura 2.14. Diagrama del sistema eólico**

### 2.2.3.1.1 Aerogenerador

Como se vio en el apartado anterior, el parque eólico del que se obtendrán los excedentes eólicos consta de 6 aerogeneradores Vestas V90-3000, con una potencia nominal cada uno de los aerogeneradores de 3MW y una potencia total del parque eólico de 18 MW. Está diseñado especialmente para sacar el máximo partido en aquellos lugares donde las velocidades del viento son altas o moderadas. El modelo V90-3000 permite aumentar la productividad al extraer mayor energía del viento disponible y al reducir al mínimo los tiempos de inactividad y mantenimiento.



**Figura 2.15. Aerogenerador Vestas V90-3000**

Gracias a su diseño innovador, permite generar más potencia sin un aumento apreciable de tamaño, peso o carga de la torre.

Al estar provistos de las tecnologías *OptiTip®* y *OptiSpeed™*, el rotor puede funcionar a velocidades variables (rpm), manteniendo una producción de potencia nominal en todo momento, inclusive con vientos fuertes, indistintamente de la temperatura y densidad del aire.

Cuando la velocidad de los vientos es baja, dichas tecnologías permiten adaptar a valores óptimos las rpm y el ángulo de giro, maximizando la producción de potencia y minimizando la emisión de ruido del aerogenerador.

A continuación, en la tabla siguiente se recogen sus características principales.

**Tabla 2.6. Especificaciones V90 – 3.0 MW Vestas (Fuente: Catálogo Vestas)**

<b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>	
Potencia nominal	3000 kW
Corte en la velocidad del viento	3,5 m / s
Velocidad del viento clasificada	15 m / s
Cut-out velocidad del viento	25 m / s
Re velocidad de arranque en	20 m / s
Clase de viento	IEC IA / IIA
Turbina estándar Temperatura de funcionamiento	-20 ° C a 40 ° C
Temperatura de funcionamiento a baja temperatura de la turbina	-30°C A 40°C
<b>POTENCIA DE SONIDO</b>	
(Modo 0, 10 m por encima del suelo, altura de buje de 80 m, la densidad del aire 1.225 kg / m³)	
4 m / s	97,9 dB (A)
5 m / s	100,9 dB (A)
6 m / s	104,2 dB (A)
7 m / s	106,1 dB (A)
8 m / s	107,0 dB (A)
9 m / s	106,9 dB (A)
<b>ROTOR</b>	
Diámetro del rotor	90 m
Área barrida	6.362 m²
Revoluciones nominales	16,1 rpm
Intervalo Operacional	8,6 a 18,4 rpm
Freno de aire flecos hoja completa con 3 cilindros de tono	



**PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO**

<b>ELÉCTRICO</b>	
Frecuencia	50/60 Hz
Tipo de generador	4 polos doblemente alimentado generador
<b>CAJA DE CAMBIOS</b>	
Escriba dos etapas planetarias y una etapa helicoidal	
<b>TORRE</b>	
Escribe	torre de acero tubular
Alturas de buje	65 my 80 m (IEC IA) 105 m (IEC IIA)
<b>Nacelle DIMENSIONES</b>	
Altura de transporte	4 m
Largo	9,65 m
Anchura	3,65 m (3,85 m instalado)
<b>DIMENSIONES HUB</b>	
Max. altura de transporte	3,6 m
Max. anchura de transporte	4,2 m
Max. longitud de transporte	4,4 m
<b>DIMENSIONES DE LA HOJA</b>	
Largo	44m
Max. acorde	3,5 m
Max. peso por unidad para el transporte	70 toneladas

### 2.2.3.1.2 Transformador de potencia

“Los transformadores de potencia son aparatos estáticos, con dos o más arrollamientos, que por inducción electromagnética transforman un sistema de tensión y corriente alterna en otro sistema de tensión y corriente alterna, de la misma frecuencia, generalmente de valores diferentes, con el fin de transmitir la potencia eléctrica”<sup>14</sup>.

Dicho transformador, tiene como misión elevar la tensión a 30 kV para poder evacuar la energía a la subestación del parque, que posteriormente será conectada a la red de distribución pertinente. Por otro lado, en lo que respecta a la planta de producción de hidrógeno, será capaz de disminuir la tensión a 400 V para poder suministrar la energía excedentaria a los requisitos del electrolizador.

En el parque eólico elegido, el transformador de potencia se encuentra ubicado en la parte trasera de la góndola, en un compartimento aislado. En el lado de alta tensión, el bobinado se conecta en triángulo. Siendo conectado en estrella, en el lado de baja tensión (1000 V y 400 V).

En la tabla 2.7, se muestran las especificaciones del transformador. La información es obtenida del anteproyecto del parque eólico escogido para dicho estudio.

<sup>14</sup>[http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores)

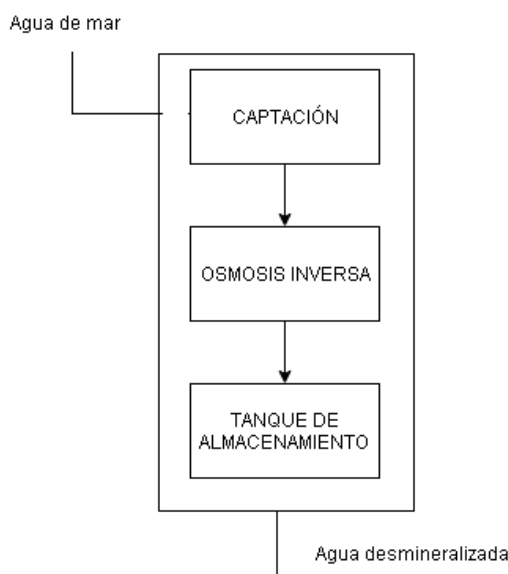
Tabla 2.7. Especificaciones del transformador	
Tipo	Resina colada
Potencia nominal	3.140 KVA
Alta tensión	10-33 Kv
Frecuencia	50 Hz
Grupo de vectores	Dyn
HV-Colada	$\pm 2 \times 2.5\%$
Baja tensión	1.000 V
Potencia a 1000 V	2.835 kVA
Baja tensión	400 V
Potencia a 400 V	305 A

### 2.2.3.2 Sistema de tratamiento de agua

Una vez que se tiene la energía eléctrica, para poder realizar el proceso de electrolisis, se necesita suministrar una corriente de agua. Debido a la localización del parque eólico, una de las opciones más económicas para obtener el agua que se utilizará en dicho proceso, sería su recogida del mar y su posterior tratamiento mediante un equipo de osmosis inversa para cumplir los requerimientos de pureza que exige el electrolizador.

Por motivos de seguridad, para que no se produzcan cortes en el proceso, resulta imprescindible el uso de un tanque de almacenamiento de agua.

El diagrama del Sistema de Tratamiento del agua será el siguiente:



**Figura 2.16. Diagrama del Sistema de Tratamiento del agua**

#### 2.2.3.2.1 Captación

Aprovechando la escasa distancia con respecto a la Costa de Arinaga (4.35 km), el agua consumida en el proceso será extraída del mar y transportada a la planta de forma periódica a través de un camión.

Esta agua no tiene las condiciones necesarias para su uso en el electrolizador, por lo que será necesario un tratamiento para su acondicionamiento y posterior almacenamiento y uso.

#### 2.2.3.2.2 Osmosis inversa

Equipo donde se realizan los procesos de filtrado y purificación oportunos, para obtener los requerimientos de pureza necesarios que exige el electrolizador para su correcto funcionamiento.

Las siguientes características<sup>15</sup> del agua, utilizada para el proceso de electrolisis, podrían ser suficientes para garantizar el correcto funcionamiento del electrolizador a largo plazo:

- |  |                |
|--|----------------|
| ➤ Conductividad eléctrica máxima a 25 °C | 5 $\mu$ S / cm |
| ➤ Materia en suspensión máxima           | 2 mg/l         |
| ➤ Rango de pH                            | 5-8            |



**Figura 2.17. Equipo de osmosis inversa**  
(Fuente: PURECLEER "Catálogo osmosis inversa industrial 2013")

#### 2.2.3.2.3 Tanque de almacenamiento

Realizado el proceso de osmosis inversa, el agua desmineralizada es almacenada en un depósito de agua para ser utilizada por el electrolizador cuando éste lo requiera.

A la hora de dimensionar el tanque de almacenamiento, se estimará un funcionamiento de los electrolizadores de aproximadamente 7 horas diarias. Evidentemente, se está realizando un sobredimensionamiento, puesto que muy probablemente no se disponga de tal cantidad de tiempo de energía excedentaria

---

<sup>15</sup> Datos recogidos del Proyecto RES2H2  
(<http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/103966621EN6.pdf>)

diaria. Sin embargo, para el caso del depósito de agua, la estimación de un mayor tamaño no incurre en un sobrecoste elevado. Además, en caso de producirse, se disminuirá la frecuencia con la que el camión debería abastecer la planta.

Teniendo en cuenta el caudal de agua que exige el proceso de electrólisis ( $2 \text{ m}^3/\text{h}$ ) recogido en las especificaciones del electrolizador, el volumen del depósito de agua será el siguiente:

- Caudal de agua (especificaciones electrolizador):  $2 \text{ m}^3/\text{h}$
- Nº horas de funcionamiento del electrolizador:  $7 \text{ h/día}$

$$V_{\text{depósito}} = 2 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 7 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 14 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 14.000 \frac{\text{litros}}{\text{día}}$$

Se obtiene que para unas condiciones de uso normales, la capacidad del depósito tendría que ser de 14.000 litros.

Se elegirá un depósito vertical fabricado en resinas de poliéster reforzado con fibra de vidrio. De esta manera, se aunarán las ventajas de dureza que proporciona el acero con las cualidades del plástico (resistencias al impacto, a la compresión o la flexión, ligereza, aislante térmico, estabilidad o resistencia a la corrosión).

Las dimensiones del depósito vertical elegido serán 2 metros de altura y un diámetro de 4.8 metros, con una capacidad total de 15.000 litros<sup>16</sup>.



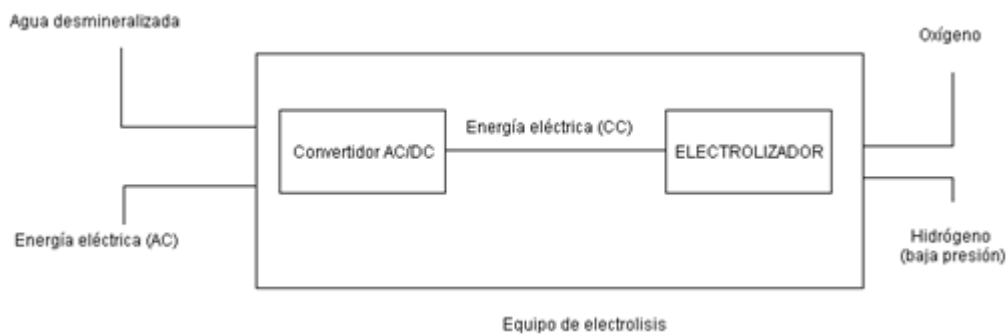
**Figura 2.18. Depósito de agua**

---

<sup>16</sup> Los datos son recogidos de la página web de plarexpoliester.

### 2.2.3.3 Sistema de producción de hidrógeno

El sistema de producción de Hidrógeno está formado por el equipo de electrólisis, el cual está constituido por el convertidor AC/DC y el electrolizador. A partir de la energía recibida (procedente del excedente eólico) y la corriente de agua (almacenada en el depósito de agua), se produce el proceso de electrólisis en dicho sistema. Una vez se disocian las partículas de agua, se obtiene tanto hidrógeno como oxígeno, este último liberado a la atmósfera (aprovechando que no es un elemento contaminante).



**Figura 2.19. Diagrama del sistema de producción de hidrógeno**

#### 2.2.3.3.1 Convertidor AC/DC

Puesto que la energía que procede de los aerogeneradores es en corriente alterna y el electrolizador demanda energía en corriente continua, el convertidor AC/DC es el elemento encargado de adecuar la tensión y la intensidad de la red eléctrica, a la tensión e intensidad del stack del electrolizador.

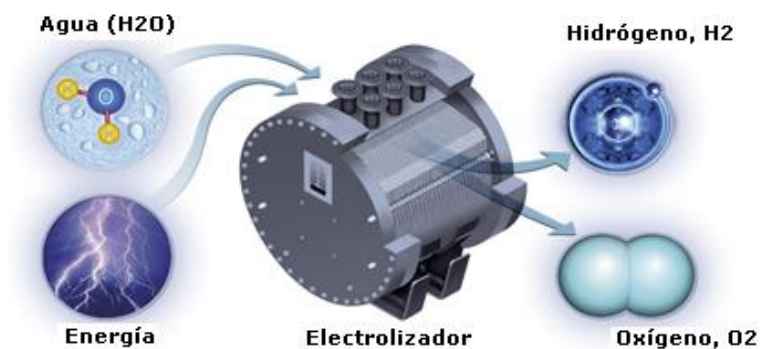
Por un lado, si la potencia en exceso que se destinará al stack del electrolizador es superior a la nominal, se deberá fijar su valor a este último. En el caso de que fuera inferior al 25% de la potencia nominal (ver especificaciones del electrolizador escogido), la potencia que le llegaría al stack sería nula. Este hecho se debe a que una de las consignas principales del convertidor es la seguridad, por lo que debe asegurar que el stack del electrolizador no opere a intensidades de corriente inferiores a 20 amperios. En caso contrario, se podrían producir mezclas explosivas en el ánodo o en el cátodo, ya que a bajas intensidades de corriente se crean burbujas de oxígeno en el cátodo y viceversa (podrían resultar autodetonantes, atmósferas con un contenido de hidrógeno en oxígeno entre el 4 y 79 %)

Hay que tener en cuenta que el rendimiento de los convertidores alterna-continua ronda el 90%, por lo que la energía que finalmente podrá aprovechar el electrolizador, será un 10% menor que la que en un principio llegó al Sistema de Producción de Hidrogeno procedente del parque eólico.

Cabe mencionar que actualmente los equipos de electrolisis que se encuentran a la venta, ya llevan incorporado el convertidor AC/DC, como será el modelo que se elija.

### 2.2.3.3.2 Electrolizador

El electrolizador es el dispositivo en el cual se produce la electrólisis, que como se comentó anteriormente, es el proceso por el cual se obtiene hidrógeno mediante la descomposición del agua en sus elementos constituyentes, el agua y el propio hidrógeno.



**Figura 2.20. Proceso de electrólisis del agua**

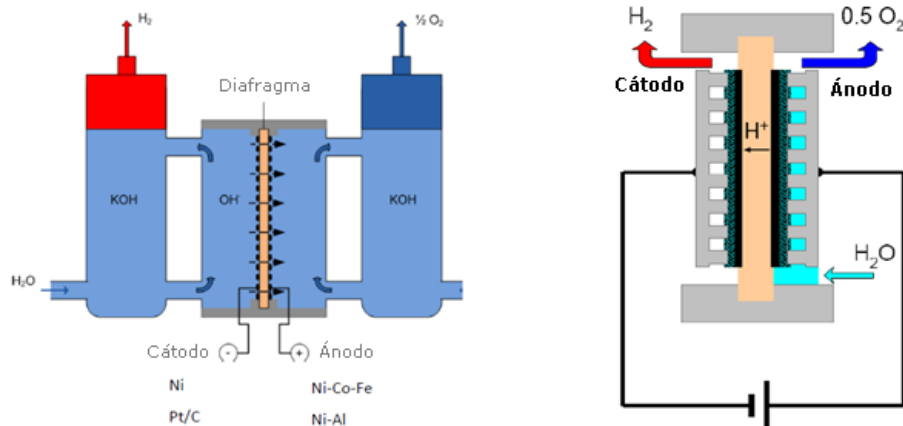
A la hora de elegir el electrolizador adecuado para la instalación, se deben tener en cuenta dos aspectos muy importantes: tipología y dimensión (kW).

A continuación, se analizan cada uno de los aspectos, eligiendo aquella opción que mejor se adapte a las características de la planta que se está analizando.

#### **Tipología**

Actualmente las dos opciones viables a la hora de elegir la tecnología del electrolizador, serían tanto de tipo Alcalino como de tipo PEM (Pilas de Membrana Polimérica). Existen otro tipo de alternativas, pero al estar en fase de desarrollo, no se tendrán en cuenta. A continuación se realiza una breve descripción y comparación de dichas dos tecnologías.

- Electrólisis alcalina: Los iones  $\text{OH}^-$  se encargan del transporte iónico. Generalmente el electrolito es una disolución de KOH. Las cámaras anódica/catódica son separadas por un diafragma encargado de impedir la mezcla de gases.
- Ácida (PEM): Se utiliza como electrolito un polímero de tipo PEM (membrana de intercambio de protones), encargado de transportar los iones  $\text{H}^+$  y separar simultáneamente los gases entre las cámaras.



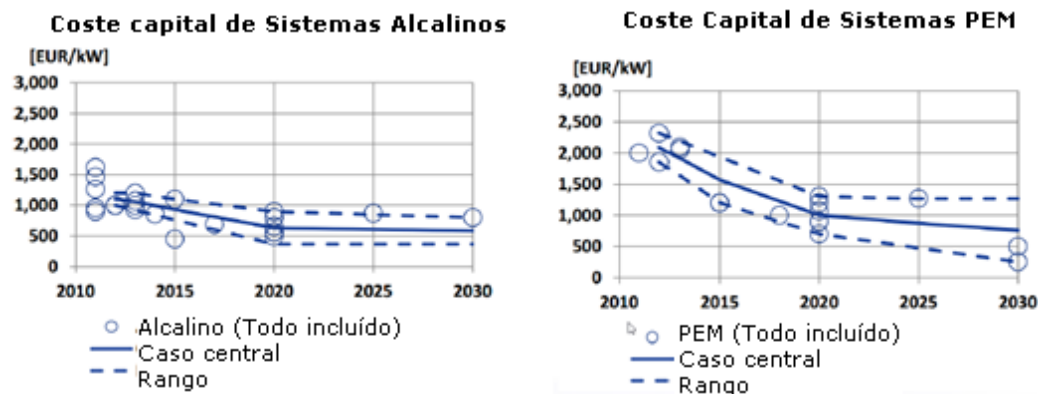
**Figura 2.21. Esquema de electrolisis alcalina (izda) y PEM (dcha). H2Nitidor**

La tabla 2.8, recogida del libro: PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications, compara ambas tecnologías.

Tabla 2.8. Especificaciones de electrolizadores tipo Alcalino y PEM		
Características	PEM	Alcalina
Temperatura de la celda (°C)	50-80	60-80
Ratio de producción (Nm <sup>3</sup> /h)	0.265-30	1-760
Ratio de Potencia (kW)	1.8-174	2.8-3534
Consumo específico de energía (KWh / Nm <sup>3</sup> )	5.8-7.3	4.5-7.5
Eficiencia	48.5-65.5	50-70.8
Máxima presión (bar)	7.9-85	> 30
Pureza de Hidrógeno (vol.%)	99.999	99.3-99.999
Coste del sistema (€/kg)	1900-2300	1000-1200
Vida útil del sistema (años)	10-20	20-30

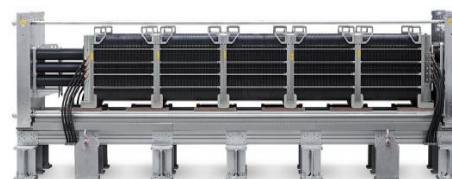
Analizando las especificaciones de ambos, actualmente los electrolizadores alcalinos, gracias al superior grado de madurez en cuanto a su fase de desarrollo, ofrecen una serie de ventajas importantes con respecto a los de tipo PEM. Destacan los elevados ratios de producción que son capaces de alcanzar, así como la diferencia de coste del sistema y su propia vida útil.

En cuanto a los electrolizadores PEM, sus beneficios están asociados a la naturaleza sólida del electrolito, en contraste con el alcalino, que es líquida. Ofrecen mayor seguridad y fiabilidad y una gran respuesta a la fluctuación de entradas eléctricas, por lo que son muy interesantes a la hora de integrarlos con fuentes renovables. Sin embargo, actualmente su coste es muy elevado en comparación con los de tipo alcalino como se puede ver en la figura 2.22.



**Figura 2.22 Evolución del Coste Capital para Sistemas Alcalinos y Sistemas PEM**  
 (Fuente: Informe "Study on development of water electrolysis in the EU". E4tech)

Por otro lado, pese a que existen modelos capaces de operar a elevadas potencias como puede ser el modelo SILYZER 200 (1.25 MW, 225 Nm<sup>3</sup>/h) de Siemens, debido a sus elevados costes, su utilización únicamente tendría sentido en aquellas aplicaciones de producción de hidrógeno a gran escala como podría ser el Power to Gas<sup>17</sup>. En la siguiente figura 2.24, se muestra una de las últimas plantas creadas que operan con dicha tecnología.



**Figura 2.23. Silyzer 200.**  
 (Fuente: Siemens)



**Figura 2.24. Planta Power to Gas E-ON (Falkenhagen, Alemania)**  
 (Fuente: Página web de Hydrogenics)

Finalmente, priorizando en la elección de un electrolizador con una capacidad de potencia elevada y con unos costes notablemente menores, se procede a la opción de un **ELECTROLIZADOR ALCALINO**.

<sup>17</sup> **Power to gas:** "Consiste en la obtención de hidrógeno sin emisiones contaminantes a través de electrolisis, usando la energía eléctrica que sobra cuando se produce un exceso en la generación eléctrica de las instalaciones basadas en energías renovables, como por ejemplo la eólica o la fotovoltaica. Una vez obtenido el hidrógeno, se trata de transportarlo y hacerlo llegar a los distintos puntos de consumo, introduciéndolo en la red existente de gas natural de dos formas distintas (Hidrógeno como aditivo al gas natural de la red o sustitución del gas natural por hidrógeno + CO<sub>2</sub>). De esta manera, no se requiere la construcción de una línea nueva pensada para él, ni tener que modificar la red existente, pudiéndose usar sin restricciones". Fuente: (<https://powertogasuhu.wordpress.com/>)



### **Tamaño del electrolizador (kW)**

El dimensionado del electrolizador será clave, puesto que la elección escogida influirá en el de los componentes restantes. A la hora de evaluar la opción más adecuada, se buscará encontrar un equilibrio entre la optimización económica y energética. Para ello, existen diferentes procedimientos en función de la información que se disponga.

#### ➤ **Datos reales**

Si se tuviera la información detallada de la producción eólica diaria del parque eólico escogido, se podrían comprobar los momentos en los que dicha producción se hace nula. Si los motivos de parada son aprovechables para producir hidrógeno, se anotarían tanto la potencia excedentaria, como el tiempo en el que se producen. A partir de ahí, el valor de potencia excedentaria que se repitiera con mayor frecuencia, sería el que se elegiría como dimensión del electrolizador.

No obstante, hay que tener en cuenta que los electrolizadores no pueden operar con potencias inferiores al 25 % de la nominal (especificaciones del electrolizador), por lo que si existen numerosos periodos de tiempo en los que la potencia aprovechable es menor a dichos valores, la elección del tamaño del electrolizador sería incorrecta.

Sin embargo, no se podrá utilizar el presente procedimiento puesto que al utilizar un parque eólico que no se encuentra operativo, no se puede disponer de la información necesaria.

#### ➤ **Estimaciones en función de plantas operativas**

Al no disponer de la información detallada de la producción energética del parque eólico del que se está realizando el estudio, el electrolizador se dimensionará a partir de las conclusiones tomadas una vez analizadas las dimensiones de los diferentes electrolizadores utilizados en plantas de producción de hidrógeno similares a las que se están describiendo en el presente informe.

Tabla 2.9. Resumen dimensiones plantas híbridas eólica-hidrógeno				
Nombre	País	Potencia unitaria aerogenerador	Potencia parque eólico	Electrolizador
RES2H2	Grecia	500 kW	500 kW	25 kW/ 5 Nm <sup>3</sup> /h
RES2H2	España	225 kW	225 kW	55 Kw/ 11 Nm <sup>3</sup> /h
UTSIRA	Noruega	600 kW	1200 kW	48 kW/10 Nm <sup>3</sup> /h
Sotavento	España	Tamaños entre 600kW y1300kW	17.56 MW	288 kW/ 60 Nm <sup>3</sup> /h
Solantes	España	4.5 MW	13.5 MW	240 Nm <sup>3</sup> /h



**Figura 2.25. Plantas Sotavento (izda.) y RES2H2 España (dcha.)**

A la hora de elegir el tamaño del electrolizador, se deberá estudiar tanto la potencia unitaria de cada aerogenerador, como la potencia total del parque eólico. Como se puede ver, parques eólicos que constan de uno o dos aerogeneradores de una potencia pequeña como 500 kW, únicamente requieren electrolizadores de un ratio de producción de 10 Nm<sup>3</sup>/h (50 kW). Sin embargo, con aerogeneradores de un tamaño elevado como puede ser el proyecto de Solantes, las exigencias del electrolizador aumentan notablemente.

Puesto que el parque eólico que se encuentra próximo a la planta de producción de hidrógeno consta de 6 aerogeneradores con una potencia de 3 MW, parece razonable elegir tamaños de potencia del electrolizador comprendidos entre **500 y 900 kW**. De esta manera, se aprovecharía en gran medida la energía excedentaria causada por la parada de cualquier aerogenerador, y no se incurriría en un posible sobredimensionamiento que pudiera provocar un gran encarecimiento de la inversión inicial, debido a que el electrolizador será uno de los componentes más costosos.

➤ **Simulaciones con programas informáticos:**

Dicho procedimiento no será objeto de estudio en el proyecto. Se trata de una serie de herramientas informáticas desarrolladas para la optimización de sistemas híbridos de energías renovables para la generación de energías eléctrica y/o hidrógeno. Como resultado, analizan la mejor opción a nivel dimensional, tanto económica como energética, de los elementos de la instalación. Se pueden distinguir:

- **HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources).** Creada y desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), dependiente del Departamento de Energía de Estados Unidos.
- **HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms).** Su precursor es el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- **GRYSHO (Grid-connected Renewable Hybrid Systems Optimization):** Realizado por los mismos desarrolladores que Hoga.

### **Elección del electrolizador**

Analizados ambos aspectos, **se elegirá un electrolizador de tipo alcalino con una dimensión entre 500 y 900 kW.**

Tras realizar un estudio de las principales marcas de electrolizadores comerciales que operan actualmente, se opta por instalar 2 electrolizadores de la marca Hydrogenics, concretamente el modelo HySTAT™60 outdoor, cuyas especificaciones se muestran en la tabla 2.10.

<b>Tabla2.10. Especificaciones técnicas HySTAT™60</b>	
<b>Tipo</b>	Alcalino
<b>Presión de trabajo</b>	10 bar
<b>Flujo nominal de H2</b>	60 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Número de celdas</b>	4
<b>Rango del caudal de H2</b>	40-100 % ( 25 -100 % opcional)
<b>Potencia eléctrica max. absorbida</b>	288 Kw
<b>Pureza del H2</b>	99,9% -99,998%
<b>Potencia consumida</b>	4.9 kWh/Nm <sup>3</sup> (a plena carga)
<b>Voltaje</b>	3 x 400 VAC ± 3%
<b>Frecuencia</b>	50 Hz ± 3%
<b>Electrolito</b>	H <sub>2</sub> O + 30 % wt. KOH
<b>Consumo de agua</b>	2 m <sup>3</sup> /h
<b>Calidad del electrolito</b>	610 L
<b>Área de la instalación</b>	Exterior
<b>Rango de la Temperatura ambiente</b>	-20°C to +40°C
<b>Dimensión (LxWxH)</b>	6,10m x 2,44m x 2,90m
<b>Peso vacío</b>	Apróx. 16 toneladas

**(Fuente. Página web de Hydrogenics)**

Es cierto que al tratarse de dos electrolizadores, se incurre en un posible sobrecoste de mantenimiento que si se hubiera elegido únicamente una opción. Sin embargo, se opta por esta vía, puesto que se podrá operar en un mayor rango de potencias, ya que como se explicó en el apartado del convertidor, en caso de tener una potencia excedentaria de valor menor al 25% de la potencia nominal del electrolizador, dicho dispositivo no podría ponerse en funcionamiento por razones de seguridad. Además, el ratio de producción total de 120 Nm<sup>3</sup>/h permitirá un elevado porcentaje de aprovechamiento de la energía excedentaria que se pudiera producir en el parque eólico.

Cabe destacar que la unidad de electrólisis, además del equipo de producción encargado de obtener el hidrógeno, incluye el convertidor AC/DC, el sistema de acondicionamiento del electrolito, y aquellos dispositivos necesarios para la preparación de los catalizadores y purificación de ambos gases.



**Figura 2.26. Electrolizador HySTAT™60 outdoor (Fuente: Página web de hydrogenics)**

### **Eficiencia del electrolizador**

Si se quisiera evaluar la eficiencia del electrolizador, se tienen dos opciones, por un lado, en las especificaciones facilitadas por el fabricante, existe un parámetro que relaciona la energía consumida y el hidrógeno seco producido, en este caso:

#### **4.9 KWh/ Nm<sup>3</sup> de Hidrógeno**

Por otro lado, también se puede obtener la eficiencia del electrolizador mediante el cociente entre el poder calorífico del producto (H<sub>2</sub>) y la energía requerida para su obtención.

Los valores de los poderes caloríficos tanto superior como inferior son los siguientes<sup>18</sup>: HHV= 286 MJ/kmol y LHV=242,0 MJ/kmol.

$$HHV = 286 \frac{MJ}{Kmol} \times \frac{mol}{2g} = \frac{141.87 MJ}{Kg} = 39.41KW \frac{h}{Kg} \times 0.0899 \frac{Kg}{m^3} = 3.54 \frac{kWh}{Nm^3}$$

$$LHV = 242 \frac{MJ}{Kmol} \times \frac{mol}{2g} = \frac{120.05 MJ}{Kg} = 33.35KW \frac{h}{Kg} \times 0.0899 \frac{Kg}{m^3} = 3.00 \frac{kWh}{Nm^3}$$

Una vez calculados los poderes caloríficos en función de las unidades kWh/Nm<sup>3</sup>, se procede a calcular la energía requerida:

$$E_{requerida} = 4.9 \frac{kWh}{Nm^3} \times \frac{1Nm^3}{0.0899 Kg} = 54.505 \frac{kWh}{Kg}$$

<sup>18</sup> Fuente. [http://www.fuelcellmarkets.com/fuel\\_cell\\_markets/hydrogen/4,1,1,2086.html](http://www.fuelcellmarkets.com/fuel_cell_markets/hydrogen/4,1,1,2086.html)

Finalmente, se halla la eficiencia con respecto al poder calorífico superior mediante la siguiente expresión<sup>19</sup>:

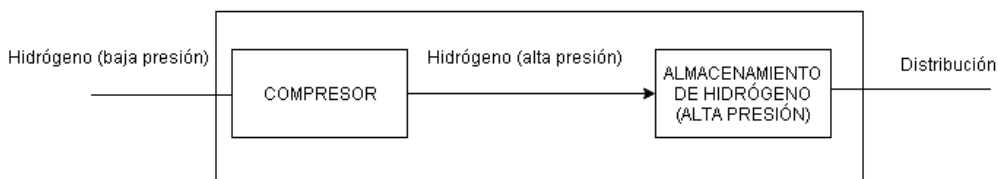
$$\eta = \frac{HHV}{E_{requerida}} = \frac{39.41}{54.505} = 0.723 = 72.3\%$$

#### 2.2.3.4 Sistema de acondicionamiento de hidrógeno

El hidrógeno almacena gran cantidad energía por unidad de masa, pero muy poca por unidad de volumen (Ver Anexo I). Por tanto, el sistema de acondicionamiento de hidrógeno pretende aumentar la densidad del gas producido, con el fin de conseguir la máxima cantidad posible de masa, y por tanto de energía, en el menor volumen.

Para lograrlo, el hidrógeno producido se introduce en el compresor para elevar su presión. Posteriormente, se conserva en el sistema de almacenamiento que mejor se adapte a las características de la instalación, buscando un equilibrio en cuanto a las exigencias tanto energéticas como económicas.

El esquema del sistema acondicionamiento de hidrógeno será el siguiente:



**Figura 2.27. Diagrama del sistema de acondicionamiento de H<sub>2</sub>**

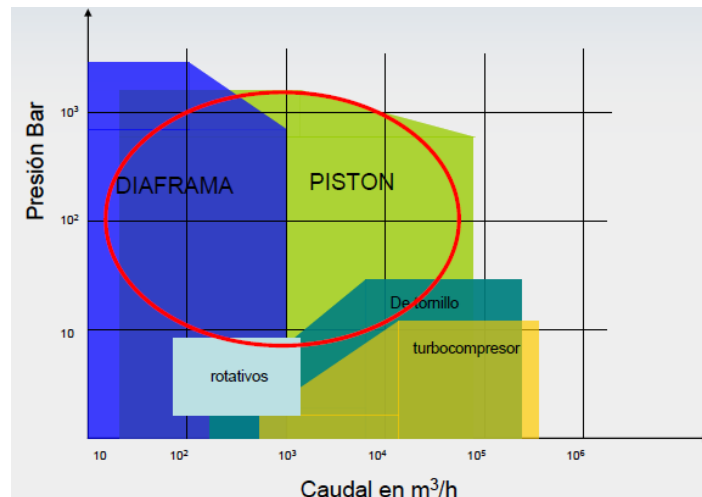
##### 2.2.3.4.1 Compresor

El compresor es el elemento encargado de elevar la presión del hidrógeno producido a los valores de trabajo deseados.

Puesto que para los sistemas que trabajan con dicho gas, las presiones requeridas son elevadas, los únicos compresores que podrían satisfacer dichas necesidades serían los alternativos, ya sean de pistón o de diafragma.

---

<sup>19</sup> Expresión obtenida del Informe "Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries" realizado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL).



**Figura.2.28 Clasificación de compresores según el caudal ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) y la presión (bar)**  
(Fuente: Página web de Ariema)

Se opta como tipo de compresor el de diafragma, debido a las excelentes características que presentan:

- **Seguridad.** Ante cualquier evento de fuga, parada automática (ya sea de aceite o gas).
- **Mantenimiento:** Mínimo, gracias a velocidades de funcionamiento pequeñas y temperaturas relativamente bajas (10.000-40.000 horas sin necesidad de piezas de repuesto). Normalmente suelen ser simples cambios de aceite rutinarios.
- **Alta presión de succión.** Amplia gama de presiones de succión.
- **Coste.** Menores costes de operación y mantenimiento.
- **Etapas únicas.** Se ofrece una o dos etapas de compresión.
- **Pureza del gas.** La pureza del producto es igual a la pureza que sale (la construcción en triple diafragma metálico aísla el hidrógeno de los fluidos hidráulicos).
- **Diseño compacto.** El diseño horizontalmente opuesto mejora la eficiencia del compresor.

En cuanto al modelo a elegir, se tendrá que tener en cuenta el caudal que es capaz de suministrar. Dicho parámetro está condicionado por el salto de presión que el compresor suministra. Es decir, si el salto de presión que el compresor da es alto, será capaz de dar un caudal menor que cuando el salto de presión es más pequeño. De ahí que para la elección del compresor, se tiene en cuenta:

- El flujo de producción a la salida del electrolizador
- La presión de salida del electrolizador
- La presión a la que se quiere suministrar el gas.

Si se tienen en cuenta las especificaciones del electrolizador elegido, los parámetros anteriormente mencionados, deberán tener los siguientes valores:

- Flujo de producción a la salida del electrolizador: **120 Nm<sup>3</sup>/h.**
- Presión a la salida del electrolizador: **10 bar.**
- Presión a la que se quiere elevar el hidrógeno producido: **200 bar** (valor que se elige en función del tipo de almacenamiento que se elegirá en el siguiente apartado).

Tras realizar un estudio de mercado, el compresor que más se acerca a los requisitos descritos, es el compresor de diafragma de la marca PDC Machines modelo PDC-13-1000-3000, cuyas características se adjuntan a continuación:

Tabla 2.11 Especificaciones del compresor PDC-13-1000-3000		
Máximo caudal	Presión de descarga máxima	Potencia
395 Nm <sup>3</sup> /h	400 bar	350 hp/261 kw

(Fuente. Página web de ariema)

El modelo elegido cuenta con los elementos necesarios para asegurar un correcto y seguro funcionamiento en el proceso de compresión. Desde las válvulas de seguridad, los sistemas de refrigeración y lubricación pertinentes, así como los medidores de las principales variables que rigen el funcionamiento para detectar cualquier anomalía que se pudiera producir.



Figura 2.29. Compresor de diafragma PDC-13-900-3000

(Fuente: Página web de PDC Machines)

#### 2.2.3.4.2 Almacenamiento de Hidrógeno (Alta Presión)

En la actualidad, existen diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de Hidrógeno según el estado en el que se encuentre dicho vector energético, es decir, en estado gaseoso, líquido o sólido.

### **Estado gaseoso**

En cuanto al almacenamiento mediante cilindros en forma de gas comprimido, las botellas para su almacenamiento se dividen en cuatro categorías, de las cuales, las botellas de acero conforman la primera (aplicaciones estacionarias) y las de materiales avanzados las otras tres (aplicaciones móviles).

- **Tipo I (200 bar):** son las botellas tradicionales, realizadas completamente de metal (generalmente de acero). Debido a su elevado peso, su uso resulta inviable para el almacenamiento de hidrógeno como combustible en vehículos.
- **Tipo I (350 bar):** cilindros de aluminio o material metálico, reforzados en su parte recta con materiales compuestos (fibra de vidrio o de carbono). Son más ligeros que los de tipo I, y normalmente se emplean en vehículos cuyo combustible es el gas natural.
- **Tipo III (>350 bar):** cilindros formados por una delgada capa metálica llamada liner, recubierta por materiales compuestos. Estos últimos soportan los esfuerzos mecánicos, mientras que el liner evita el paso del hidrógeno. Reducen las necesidades de espacio puesto que soportan presiones superiores a las de los de tipo I y II.
- **Tipo IV (700 bar):** similares a los anteriores, pero en este caso el liner es un polímero en lugar de un metal. Destacan por las elevadas presiones que son capaces de mantener.

### **Estado líquido**

El almacenamiento en forma líquida se realiza a temperaturas criogénicas (-253 °C) en recipientes aislados térmicamente a una presión cercana a la atmosférica. Al ser la temperatura crítica del hidrógeno -241 °C, sólo puede almacenarse en sistemas abiertos para evitar una fuerte sobrepresión, esto hace que se produzcan pérdidas de hidrógeno por evaporación al haber una transferencia de calor por las paredes.

Debido al gran consumo de energía necesaria para su licuefacción, así como la continua pérdida por evaporación, su uso se limita a aplicaciones de uso industrial donde el coste del hidrógeno no resulta un problema, ya sean aquellas destinadas a una producción a gran escala, o por ejemplo, para aplicaciones más específicas como las aéreas o espaciales.

### **Estado sólido**

Almacenar hidrógeno en materiales sólidos se presenta como una alternativa segura y eficiente de almacenamiento de energía, ya sea mediante hidruros metálicos, químicos o los nanotubos de carbono.

- **Hidruros metálicos:** Compuestos químicos que operan según el proceso de adsorción-desorción. Durante la fase de adsorción (a 30-55 bar), el compuesto se carga de H<sub>2</sub>, por lo que disipa calor y reduce su temperatura. En la fase de desorción (a 0.7-10 bar), al suministrar calor se libera el hidrógeno retenido, aumentando la temperatura. Pese a que los hidruros suelen ser muy pesados, presentan la ventaja de operar a presiones mucho más bajas que el hidrógeno comprimido, por lo que se reducen riesgos.



- **Hidruros químicos:** pueden ser tratados en forma semi-líquida. De esta manera, podrán ser bombeados y tratados de forma segura. La inyección controlada de  $H_2O$  es utilizada para generar hidrógeno mediante reacciones de hidrólisis. La liberación de  $H_2$  es exotérmica, por lo que no requiere un gasto de calor.
- **Estructuras porosas:** Aglutina varias tecnologías, como los nanotubos de carbono, que requieren también temperaturas criogénicas de unos 80 K, el carbón activado, los clatratos (2000 bar y  $-24^{\circ}C$ ) y ciertas estructuras nanoporosas de moléculas órgano-metálicas a temperatura ambiente. En general, todas ellas siguen en procesos de investigación.

En la siguiente tabla, se resumen las principales características de cada uno de los métodos de almacenamiento, con el objetivo de elegir el que mejor se adapte a los requerimientos de la instalación.

Tabla 2.12. Comparación de los diferentes sistemas de almacenamiento		
Estado	Ventajas	Inconvenientes
<b>Gas comprimido</b>	-Tecnología más madura. -Menor coste.	-Menor densidad energética. -Elevadas presiones. -Seguridad. -Peso de los cilindros.
<b>Líquido</b>	-Buen grado de conocimiento de la tecnología -Alta densidad energética (almacena 6 veces más $H_2$ que el comprimido a 700 bar).	-La licuación (enfriamiento a 20K), consume entre el 30-40% de la energía contenida en el $H_2$ . -La evaporación del $H_2$ genera problemas de seguridad y eficiencia.
<b>Hidruros metálicos y químicos</b>	-Gran capacidad de almacenamiento. -Seguridad (No hay presiones altas ni bajas temperaturas).	-Alto peso del sistema. -Baja densidad de almacenamiento. -Posible degradación con el tiempo. -Actualmente costosa. -Tecnología en desarrollo (búsqueda de materiales que mejoren su densidad energética).
<b>Estructuras de carbono</b>	-Mayor seguridad que el almacenamiento líquido o gaseoso. -Posibles densidades de almacenamiento altas. -Sistema ligero -En un futuro, económicas.	-Tecnología en fase de investigación.

Finalmente, **se elige el almacenamiento de hidrógeno en forma de gas comprimido**. Destaca al ser el método más económico y ser bastante útil cuando su uso es variable. Se descartan tanto las opciones en estado líquido (por el elevado gasto energético requerido tanto para llegar como para mantener la temperatura de licuefacción del hidrógeno) como en estado sólido en forma de hidruros (necesitaría de elevados gastos de producción para llegar a los elevados niveles de compresión, además de requerir un elevado coste de mantenimiento de los recipientes). No obstante, cabe destacar que si las investigaciones siguen la

línea actual, en un futuro no muy lejano, el almacenamiento en forma sólida sería la opción más interesante.

Elegido el almacenamiento en estado gaseoso, es importante destacar el alto coste económico de los materiales compuestos. Así, un cilindro de tipo I para presión de 200 bares puede costar 100 €/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>, mientras que uno reforzado con materiales compuestos puede costar 1.000 €/kg si es para 350 bar y hasta 1.700 €/kg si es para 700 bar. Ante esta situación, **el almacenamiento de la planta se realizará como gas comprimido a 200 bar.**



**Figura 2.30. Almacenamiento de hidrógeno a 200 bar en la Planta Sotavento**

#### **2.2.3.5 Sistema de automatización**

Por último, se debe mencionar la existencia de un equipo de automatización, cuyos objetivos serán los siguientes:

- Regular y controlar el funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta la gestión de seguridad. Con ello, se comprobará en todo momento que los rangos de operación de las variables que rigen cada uno de los componentes se encuentran dentro de los límites de seguridad, así como el control ante posibles detecciones de fugas.
- Realizar mediciones y almacenar en forma de gráficos y tablas los datos obtenidos para apoyar labores de investigación. De esta forma, se podrá optimizar la planta en base a proyectos futuros.

Sin embargo, las especificaciones del sistema elegido no serán objeto de estudio en el presente proyecto.

## **2.3 Evaluación de la producción de hidrógeno**

En el siguiente apartado, se pretende evaluar la cantidad de hidrógeno que podrá producir la planta objeto de estudio bajo el recurso eólico disponible en el emplazamiento elegido.

La metodología que se empleará para llegar a dicho valor, será la siguiente:

- 1. Obtención de la producción energética neta anual del parque eólico elegido.** Se utilizará el procedimiento desarrollado por el Recurso Eólico de Canarias<sup>20</sup>, página web elaborada por el Instituto Tecnológico de Canarias. Dicha información, sirve para calcular la producción energética anual sin afecciones. Para obtener la producción neta, se realizan una serie de estimaciones que evalúan los diferentes tipos de pérdidas que sufren los parques eólicos.
- 2. Cálculo de la Energía disponible para la producción de hidrógeno.** En primer lugar, se estima el porcentaje de energía anual neta producida por el parque eólico que será excedentaria. Una vez obtenido dicho valor, se aplica el porcentaje a la energía calculada en el punto 1, obteniendo la energía que podrá ser aprovechada para la producción de hidrógeno.
- 3. Cálculo de la cantidad de hidrógeno producido.** Obtenida del punto 2 la cantidad de energía excedentaria disponible, y teniendo en cuenta el rendimiento del convertidor AC/DC y el rendimiento del electrolizador, se obtiene la cantidad de hidrógeno producido, tanto en unidades de volumen (en condiciones normales y a 200 bar) como de masa.

### 2.3.1 Producción energética anual neta

El parque eólico elegido para aprovechar su energía excedentaria está formado por seis aerogeneradores de la marca Vestas, modelo Vestas V90-3000, y de 3 MW de potencia nominal cada uno.

El comportamiento probabilístico del viento en un emplazamiento determinado puede modelarse mediante la distribución de probabilidad de Weibull, que queda totalmente especificada por un parámetro de forma K y la velocidad media anual del viento v en dicho lugar.

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

**Figura 2.31. Expresión matemática de la Distribución de Weibull de la velocidad del viento (Fuente<sup>21</sup>)**

---

<sup>20</sup> El **Recurso Eólico de Canarias** contiene información sobre los parques eólicos existentes en Canarias, así como datos sobre el recurso eólico existente en las islas. También presenta algunas herramientas de cálculo, como la estimación de la energía producida por un aerogenerador y la herramienta para el cálculo del índice Básico de Eficiencia Energética de un parque eólico.

<sup>21</sup> Fuente. Libro: Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica. Equipo INIECO

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

- **v** Velocidad del viento (m/s).
- **p(v)** Función densidad de probabilidad de Weibull.
- **c** Factor de escala (m/s): valor que suele ser próximo a la velocidad media.
- **k** Factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad

Para calcular la producción energética anual producida por el hipotético parque eólico, se utiliza el **Recurso Eólico de Canarias**, una completa herramienta informática desarrollada por el **Instituto Tecnológico de Canarias (ITC)**. Dentro del apartado de Documentación de las Jornadas Técnicas, aparece el informe “*El Recurso Eólico de Canarias y su uso para la valoración de parques eólicos en Canarias*”, en el cual aparece la metodología empleada para calcular dicha producción.

En los primeros puntos, hasta llegar al cálculo de la producción energética anual sin afecciones, se utiliza la metodología recogida del informe del Recurso Eólico. Para el cálculo de los siguientes, hasta llegar al valor de la producción energética anual neta, se utilizan una serie de estimaciones.

El procedimiento es el siguiente:

**1. Cálculo de las de las coordenadas del punto más cercano de cada aerogenerador y caracterización del régimen del viento (velocidad media y constante de Weibull a tres alturas)**

Dado que la configuración del parque eólico es la siguiente:

Tabla 2.13. Configuración de nuestro parque eólico				
Aerogenerador			Coordenadas UTM	
Nº	Modelo	Potencia (kW)	x	Y
1.1	Vestas V90-3000	3000	454454	3087186
1.2	Vestas V90-3000	3000	454274	3087186
2.1	Vestas V90-3000	3000	454575	3086736
2.2	Vestas V90-3000	3000	454395	3086736
3.1	Vestas V90-3000	3000	454215	3086736
3.2	Vestas V90-3000	3000	454035	3086736

Para caracterizar el régimen del viento en la zona elegida para el emplazamiento de cada aerogenerador, se utiliza la **Cartografía del Recurso Eólico de Canarias**<sup>22</sup>, a partir de las coordenadas UTM de cada uno de ellos.

A modo de ejemplo, se muestran los datos para el primer aerogenerador en el tomo correspondiente a sus coordenadas UTM.

---

<sup>22</sup> Documento con la información de la velocidad media y la constante de Weibull (a tres alturas), de las posiciones geográficas de cada una de las islas (resolución de los datos de 100 m)

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

X	Y	V. Viento 40	Weibk 40	V. Viento 60	Weibk 60	V. Viento 80	Weibk 80	<sup>1</sup> Dirección Predominante
454450	3089150	5,850	2,316	6,540	2,191	7,060	2,137	N
454450	3089050	5,910	2,314	6,640	2,188	7,180	2,135	N
454450	3088950	6,340	2,311	7,060	2,186	7,590	2,133	N
454450	3088850	6,870	2,309	7,570	2,184	8,070	2,131	N
454450	3088750	7,380	2,306	8,030	2,181	8,490	2,129	N
454450	3088650	7,800	2,304	8,410	2,179	8,830	2,127	N
454450	3088550	8,230	2,301	8,760	2,177	9,110	2,125	N
454450	3088450	8,540	2,299	9,000	2,174	9,290	2,123	N
454450	3088350	8,400	2,296	8,910	2,172	9,250	2,121	N
454450	3088250	7,990	2,294	8,610	2,170	9,050	2,119	N
454450	3088150	7,730	2,292	8,410	2,168	8,900	2,117	N
454450	3088050	7,760	2,289	8,430	2,166	8,910	2,115	N
454450	3087950	7,960	2,287	8,580	2,164	9,020	2,113	N
454450	3087850	8,080	2,285	8,690	2,162	9,120	2,112	N
454450	3087750	8,350	2,283	8,900	2,160	9,280	2,110	N
454450	3087650	8,480	2,281	9,010	2,158	9,370	2,108	N
454450	3087550	8,390	2,279	8,940	2,156	9,330	2,106	N
454450	3087450	8,280	2,277	8,850	2,154	9,250	2,105	N
454450	3087350	8,150	2,275	8,730	2,153	9,140	2,103	N
454450	3087250	7,970	2,273	8,560	2,151	8,990	2,102	N
454450	3087150	7,770	2,272	8,400	2,149	8,850	2,100	N
454450	3087050	7,640	2,270	8,280	2,148	8,730	2,099	N
454450	3086950	7,560	2,268	8,180	2,146	8,630	2,098	N
454450	3086850	7,490	2,267	8,100	2,144	8,540	2,096	N

**Figura 2.32. Caracterización del régimen del viento del primer aerogenerador (Fuente: Recurso eólico de Canarias. "Detalle de los Datos Numéricos")**

Los datos recogidos según el emplazamiento de cada uno de los aerogeneradores, se muestran en la tabla 2.13, donde:

- $V_{40}$ ,  $V_{60}$  y  $V_{80}$ : velocidad media del viento a una altura de 40, 60 y 80 m.
- $K_{40}$ ,  $K_{60}$  y  $K_{80}$ : Parámetros de forma de la distribución de Weibull a dichas alturas.
- $\Theta_{pred}$ : Dirección predominante del viento.

**Tabla 2.14. Caracterización del régimen del viento para cada aerogenerador**

Nº	$V_{40}(m/s)$	$K_{40}$	$V_{60}(m/s)$	$K_{60}$	$V_{80}(m/s)$	$K_{80}$	$\Theta_{pred}(^\circ)$
1.1	7.77	2.272	8.4	2.149	8.85	2.1	N
1.2	7.6	2.272	8.25	2.151	8.73	2.101	N
2.1	7.36	2.265	7.98	2.142	8.43	2.094	N
2.2	7.38	2.306	8.03	2.181	8.49	2.129	N
3.1	7.24	2.265	7.88	2.145	8.35	2.096	N
3.2	7.35	2.264	7.95	2.146	8.39	2.096	N

Si fuera necesario, interpolar/extrapolar los datos de viento a la altura del buje.

Puesto que la altura del aerogenerador serán 105 m, se deberá interpolar siguiendo el siguiente procedimiento:

Para alturas mayores de 80m:

$$v_{buje} = \alpha_2 \cdot \ln \left( \frac{z_{buje}}{80} \right) \quad \text{donde} \quad \alpha_2 = 1.7415 \cdot v_{80} - 0.5108 \cdot v_{60} - 1.2307 \cdot v_{40}$$

$$k_{buje} = k_{80}$$

**Figura 2.33. Expresión matemática de la interpolación de los datos del viento a la altura del buje (Fuente: "El Recurso Eólico de Canarias y su uso para la valoración de parques eólicos en Canarias", Instituto Tecnológico de Canarias)**

Una vez que se procede a la interpolación, los valores de la velocidad media del viento y del parámetro de forma de la Distribución de Weibull para cada uno de los aerogeneradores a la altura del buje ( $v_{buje}$  y  $k_{buje}$ ), son los siguientes:

Tabla 2.15 Caracterización del régimen del viento para cada aerogenerador corregido					
Nº	x	y	Altura (m)	$v_{buje}$ (m/s)	$k_{buje}$
1.1	454454	3087186	105	9.3	2.1
1.2	454274	3087186	105	9.2	2.101
2.1	454575	3086736	105	8.9	2.094
2.2	454395	3086736	105	8.8	2.095
3.1	454215	3086736	105	8.8	2.096
3.2	454035	3086736	105	8.8	2.096

Se comprueba que el emplazamiento goza de un alto potencial eólico, puesto que la velocidad media del viento a la altura del buje (105m) es de **8.97 m/s**.

## 2. Cálculo de la función $\Gamma$ (n)

Para aplicar la curva de potencia, previamente se necesita obtener, en la localización de cada aerogenerador, el valor de la función gamma  $\Gamma(n)$  en función del parámetro de forma K de la función de Weibull a la altura del buje.

$$\Gamma(n) = f\left(1 + \frac{1}{K_{buje}}\right)$$

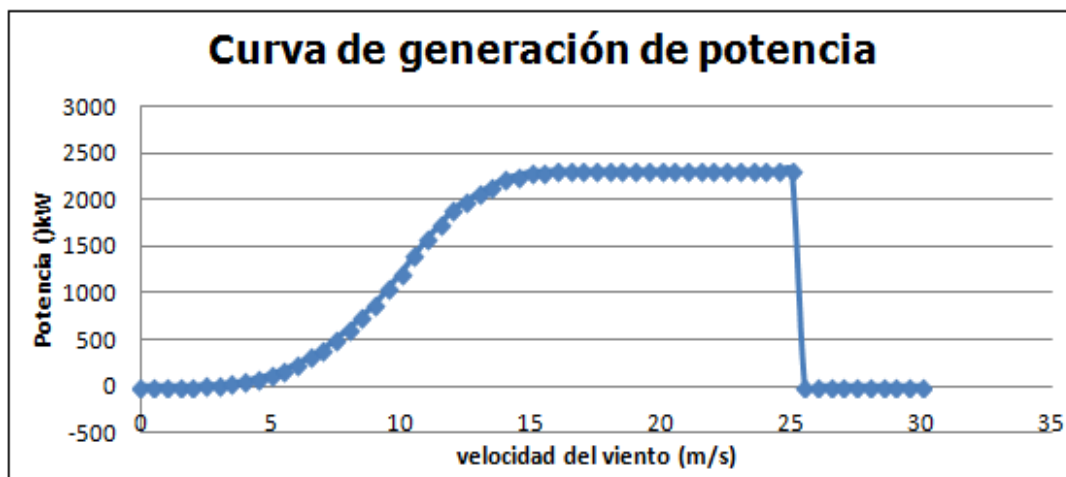
Tabla 2.16. Valor $\Gamma(n)$ en la localización de cada aerogenerador			
Nº	$K_{buje}$	n	$\Gamma(n)$
1.1	2.1	1.4761905	0.88571
1.2	2.101	1.4759638	0.88571
2.1	2.094	1.4775549	0.88572
2.2	2.129	1.4697041	0.88563
3.1	2.096	1.4770992	0.88571
3.2	2.096	1.4770992	0.88571

Los valores de la  $\Gamma(n)$  han sido calculados interpolando en los datos obtenidos de la tabla de Distribución de Gamma que se adjunta en el Anexo II.

### 3. Estimación de la producción energética anual sin afecciones

La producción energética anual de cada uno de los aerogeneradores que conforman el parque Eólico se obtiene a partir de la curva de potencia certificada proporcionada por el fabricante. La siguiente tabla, muestra los valores de la curva de potencia del aerogenerador Vestas V90-3000, certificada para velocidades de viento de 0 a 30 m/s, a intervalos de 0,5 m/s. Los datos han sido recogidos de la herramienta "Recurso eólico" de la web del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC).

Tabla 2.17. Curva de potencia normalizada según la norma EN 61400-12 para el aerogenerador VESTAS V90/3000					
Viento (m/s)	Potencia (kW)	Viento (m/s)	Potencia (kW)	Viento (m/s)	Potencia (kW)
0	0	10.5	1406.5	20.5	2310
0.5	0	11	1590	21	2310
1	0	11.5	1745	21.5	2310
1.5	1	12	1900	22	2310
2	2	12.5	1990	22.5	2310
2.5	10	13	2080	23	2310
3	18	13.5	2155	23.5	2310
3.5	37	14	2230	24	2310
4	56	14.5	2265	24.5	2310
4.5	91.5	15	2300	25	2310
5	127	15.5	2305	25.5	0
5.5	183.5	16	2310	26	0
6	240	16.5	2310	26.5	0
6.5	320	17	2310	27	0
7	400	17.5	2310	27.5	0
7.5	513	18	2310	28	0
8	626	18.5	2310	28.5	0
8.5	759	19	2310	29	0
9	892	19.5	2310	29.5	0
9.5	1057.5	20	2310	30	0



**Figura 2.34. Curva de potencia normalizada según la norma EN 61400-12 para el aerogenerador VESTAS V90/3000 (Fuente: Recurso eólico de Canarias. Instituto Tecnológico de Canarias)**

Con la curva de potencia del aerogenerador, junto con el valor de la función de gamma  $\Gamma(n)$  calculado anteriormente, y dependiente del parámetro de forma  $K$  a la altura del buje, se calcula la producción energética anual aplicando la siguiente expresión facilitada por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC).

$$PEA_{i,j}^{inicial} = \sum_{k=1}^{N=61} P(v_k) \cdot 8760 \cdot \left[ \exp \left[ - \left( \frac{\left( v_k - \frac{1}{4} \right) \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k_{buj e i,j}} \right)}{v_{buj e i,j}} \right)^{k_{buj e i,j}} \right] - \exp \left[ - \left( \frac{\left( v_k + \frac{1}{4} \right) \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k_{buj e i,j}} \right)}{v_{buj e i,j}} \right)^{k_{buj e i,j}} \right] \right]$$

**Figura 2.35. Expresión matemática de la Producción Energética Anual (PEA). (Fuente: "El Recurso Eólico de Canarias y su uso para la valoración de parques eólicos en Canarias", Instituto Tecnológico de Canarias)**

La tabla 2.18 muestra las producciones energéticas anuales estimadas de cada uno de los aerogeneradores del parque eólico propuesto. Hay que destacar que dichas producciones no tienen en cuenta las afecciones por estelas de los aerogeneradores en las cercanías de la máquina en cuestión.

Tabla 2.18. Producciones energéticas anuales estimadas para cada aerogenerador				
Aerogenerador				
Nº	Código (i,j)	Modelo	Potencia (kW)	PEA s/a (kWh/año)
1	1,1	Vestas V90-3000	3000	12.251.412,9
2	1,2	Vestas V90-3000	3000	12.071.349,6
3	2,1	Vestas V90-3000	3000	11.452.156,5
4	2,2	Vestas V90-3000	3000	11.319.609
5	3,1	Vestas V90-3000	3000	11.329.578
6	3,2	Vestas V90-3000	3000	11.353.793
			<b>TOTAL</b>	<b>69.777.899</b>



#### 4. Estimación de la Producción Energética Anual con afecciones

La producción energética anual para cada aerogenerador ha de ser corregida por lo que se denomina el efecto estela, es decir, la desalineación de las filas con la dirección predominante del viento y las afecciones entre máquinas (dependencia de la distancia entre filas y la distancia entre aerogeneradores de la misma fila).

Un factor de corrección acertado, para cuantificar el efecto que dicho fenómeno provoca en la producción del parque eólico, sería aplicarle una reducción del 5% a la producción energética anual. Por lo tanto, la producción energética anual estimada con afecciones (PEA c/a) sería:

$$\text{PEA c/a} = 69777899 \times 0.95 = \mathbf{66.289.004,05 \text{ kWh/año.}}$$

Por otro lado, se debería tener en cuenta que la tecnología de los aerogeneradores utilizados permite obtener una producción superior en aquellos emplazamientos cuyas velocidades de viento medias anuales son elevadas, existiendo horas con vientos superiores a los 25 m/s (como es el caso del emplazamiento elegido). Cuando esto ocurre, se debe aplicar un aumento de producción según la velocidad del viento:

- V viento media > 8 m/s → 1 %
- V viento media > 9 m/s → 1.5 %

Considerando este efecto, el valor de la Producción Energética Anual generada en el parque eólico propuesto, será:

$$\text{PEA c/a} = 1.01 \times 66\,289\,004.05 \text{ kWh/año} = \mathbf{66.951.894,09 \text{ kWh/año}}$$

#### 5. Estimación de la Producción Energética Anual Neta

El efecto por estela no es el único efecto que se debe considerar, existe un escenario de pérdidas que se tendrá en cuenta a la hora de estimar la producción eólica neta generada.

Tabla 2.19. Escenario de pérdidas de un parque eólico <sup>23</sup>	
	Factor
Pérdidas eléctricas:	0.98
Pérdidas por disponibilidad:	0.97
Histéresis de altos vientos:	0.995
Contaminación de las palas:	0.99
Garantía de la curva de potencia:	0.96
Factor de corrección total	0.899

<sup>23</sup> <https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>

Tras aplicar dicho escenario de pérdidas, la Producción Energética Anual Neta será:

$$\text{PEA}_{\text{NETA}} = 66.951.894,09 \text{ kWh/año} \times 0.899 = \mathbf{60.189.752,79 \text{ kWh/año}}$$

Una vez calculada la producción energética anual neta, para analizar el grado de aprovechamiento del parque eólico estudiado, se podrían calcular tanto las horas equivalentes como el factor de capacidad del parque eólico.

Las **horas equivalentes** son un concepto intuitivo empleado para indicar el nº de horas al año que los aerogeneradores de un parque deberían trabajar a potencia nominal para obtener una producción energética equivalente a la producción energética anual.

$$\text{Horas equiv} = \frac{\text{Producción energética anual}}{\text{Potencia nominal del Parque eólico}} = \frac{60.189.752,79 \text{ kWh}}{18\,000} = \mathbf{3343.875 \text{ h}}$$

El **Factor de Capacidad** es un parámetro que expresa la eficiencia. Se calcula como la relación entre las horas equivalentes del parque eólico y las horas que hay durante un año.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Horas equivalentes}}{\text{Horas anuales}} = \frac{3343.875 \text{ h}}{8760 \text{ h}} = 0.3817 = \mathbf{38.17 \%}$$

Los altos valores tanto de horas equivalentes como del factor de capacidad, demuestran el elevado potencial eólico del emplazamiento en cual se encuentra ubicado el parque eólico.

### 2.3.2 Energía disponible para la producción de hidrógeno

El cálculo de la energía disponible para la producción de hidrógeno comenzará con la estimación del porcentaje de energía neta producida que podría ser excedentaria.

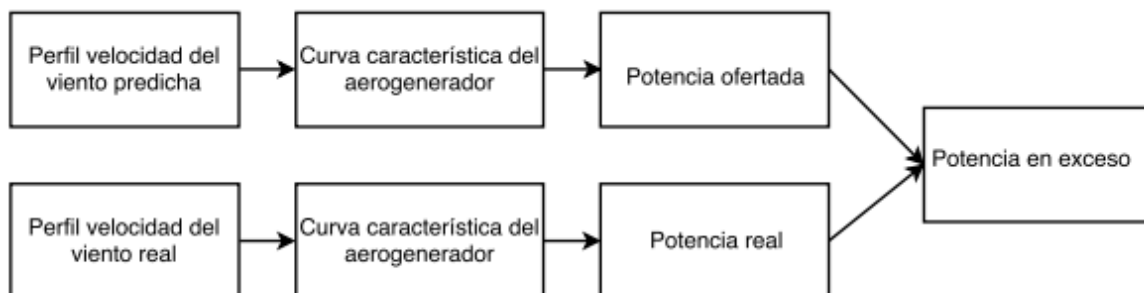
Al igual que ocurría con la determinación de la dimensión del electrolizador, existen diferentes métodos para estimar dicha cantidad de energía excedentaria. Según la información de la que se disponga, existirán los siguientes procedimientos:

- 1. Datos reales:** Cifrar la cantidad de energía excedentaria conociendo los tiempos en los que el aerogenerador se debe cortar. Evidentemente esta opción no es viable al estar realizando el estudio con un parque eólico ficticio hasta la fecha.

**2. Fluctuaciones de la velocidad del viento:** A partir de la curva característica del aerogenerador, y los datos de velocidad de viento real y predicha, se puede calcular para cada instante de tiempo (10 minutos) de un año, respectivamente, la distribución de potencia eléctrica producida por el aerogenerador y la ofertada por el operador del parque eólico (la demandada por la red eléctrica en ese instante de tiempo).

Teniendo en cuenta ambas curvas, se calcula la potencia eléctrica en exceso (restando la potencia eléctrica ofertada a la producida) en los instante en los que la producción eléctrica es mayor que la demanda. Esta potencia es la susceptible de ser utilizada la planta de producción de hidrógeno.

El procedimiento esquematizado, sería el siguiente:



**Figura 2.36. Esquema del cálculo de la potencia eléctrica en exceso**

Sin embargo, en España los datos horarios de viento no son accesibles gratuitamente, hay que pagar por ellos en el instituto Nacional de Meteorología, por lo que se descartará dicha opción.

**3. Estimaciones del porcentaje de energía no vertida a la red.** Existen una serie de informes donde se estima, de forma fiable, el porcentaje de la energía eólica excedentaria que es desaprovechada por las limitaciones de la red.

- **Estudio REE:** Estimación de vertidos de energías renovables (eólica + solar) en el año 2020.

Tabla 2.20. % vertido EE.RR disponible (Horizonte 2020 PER 2011-2020). REE		
Vertido mínimo	Esperanza	Vertido máximo
1.1	2.9	6.2

(Fuente: Límites del sistema eléctrico a la integración de generación de régimen especial. REE.)

- **Estudio ACER:** Energía eólica cortada durante los dos primeros cuatrimestres de 2013.

Tabla 2.21. % vertido eólico por cuatrimestre en 2013	
	Energía excedentaria <sup>24</sup> (%)
Primer Cuatrimestre	4
Segundo Cuatrimestre	5.4

(Fuente: "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012". ACER)

- **Estudio NREL (National Laboratory Renewables Energy):** en el informe "*Wind and Solar Curtailment*" cifran los cortes eólicos en el territorio español para el año 2020 en un 3.1%.
- **Estudio PECAN 2006:** En uno de los informes realizados por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC): "*Energías Renovables en sistemas insulares. Canarias y el proyecto ISLE PACT*", se hacía hincapié en las medidas del Plan Energético de Canarias (PECAN 2006). En dicho informe, se realizaban una serie de estudios para el año 2015 en las diferentes islas del territorio canario bajo diferentes escenarios. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 2.22. Contribución de las EE.RR (caso Gran Canaria)			
	CASO A	CASO B	CASO C
Energía generada por el sistema	5250415	5885941	6044823
Demanda del sistema	4906930	5500880	5649367
Energía generada por las renovables	1403106	1458624	1469412
% E. generada por renovables	26.72%	24.78%	24.31%
% E. cortada a los parques eólicos	9.63%	5.53%	4.73%
% E. generada por la eólica	23.33%	21.75%	21.36%

Tabla 2.23. Contribución de las EE.RR en cada isla						
	Gran Canaria	Lanz-Fuertev.	Tenerife	La Palma	La Gomera	El Hierro
Energía generada por el sistema	5250415	1999015	4967902	352706	102538	50943
Demanda del sistema	4906930	1888238	4642899	329632	95830	47610
Energía generada por las renovables	1403106	528186	1249911	97035	24730	39471
% E. generada por renovables	26.72%	26.42%	25.16%	27.51%	24.12%	77.48%
% E. cortada a los parques eólicos	9.63%	6.03%	2.29%	8.47%	17.46%	1.12%
% E. generada por la eólica	23.33%	20.15%	20.72%	20.13%	17.25%	19.93%

<sup>24</sup> Valores calculados a partir de los gráficos de dicho informe.

Evidentemente, los resultados estimados no se ajustan a la realidad, puesto que el informe se realizó bajo una implantación eólica en el archipiélago en el año 2015, de 1025 MW, muy lejos de la que existe actualmente (176.61 MW acumulado a 31/12/2014). Sin embargo, los valores suministrados por el informe, sí pueden ser utilizados para hacerse una idea del impacto que va a tener en los próximos años, el incremento incipiente de potencia eólica instalada. Si con la estimación de 1025 MW instalados, los cortes eólicos esperados eran del 9.3 %, para los 450 MW que se espera tener instalados en un muy corto plazo, el porcentaje de cortes eólicos aun no siendo tan elevado, sí que se prevé que su valor sea significativo.

Una vez analizada la información de cada uno de los estudios, se comprueba que tanto los informes realizados por NREL como por REE, estimaban unos excedentes eólicos para el año 2020 del 3% de toda la producción eólica en el territorio nacional. No obstante, dichos informes fueron realizados con anterioridad. Actualmente, como se recoge del informe realizado por ACER, los cortes son más elevados, cifrando los excedentes durante los dos primeros cuatrimestres del año 2013, en un 4 y 5.4 %, respectivamente.

Puesto que la planta se encuentra situada en la isla de Gran Canaria, cuya red eléctrica, al ser mucho más débil que la peninsular, hace que se desaproveche mayor cantidad de energía, parece razonable estimar como porcentaje de energía excedentaria un 3.5 % de la potencia eólica producida.

Teniendo en cuenta dicho resultado, se estima que la energía excedentaria anual será:

$$\text{Energía excedentaria} = 0.035 \times 60.189.752,79 \text{ kWh/año}$$

<b>Energía excedentaria= 2.106.641, 348 kWh/año</b>
---

### 2.3.3 Cálculo de la cantidad de hidrógeno producido

Estimada la energía excedentaria, se procede al cálculo de la cantidad de hidrógeno producido. Para ello, se deben tener en cuenta los siguientes términos:

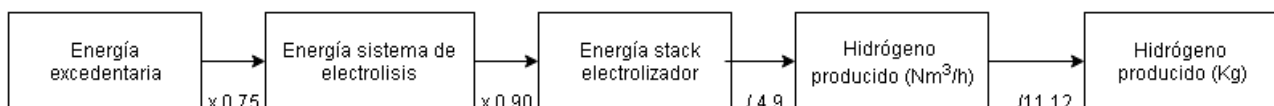
- **Energía excedentaria:** Energía eléctrica disponible para ser enviada al electrolizador, durante el periodo en el cual, la potencia eléctrica producida es mayor que la ofertada.
- **Energía del sistema de electrolisis:** energía eléctrica consumida por el electrolizador, suma de la absorbida por el stack, y la consumida por el convertidor AC/DC.

Su valor será menor que la energía excedentaria, puesto que hay que tener en cuenta los límites superior e inferior de las potencias de operación de éste. La limitación superior viene fijada por la potencia nominal del electrolizador ( $288 \times 2 = 576 \text{ kW}$ ), y la inferior, está fijada en un 25% de la nominal ( $288 \times 0.25 = 72 \text{ kW}$ ), para respetar las condiciones de seguridad de dicho componente.

Por ello, se debe aplicar un factor de corrección, ya que habrá momentos en los que la potencia excedentaria supere el límite superior o sea menor que límite inferior. Concretamente, se estima que la energía consumida por el electrolizador será el 75% de la energía excedentaria (se estima que el 25% se encuentra fuera del rango operativo del electrolizador).

- **Energía del stack del electrolizador:** energía eléctrica consumida por el stack del electrolizador. Será un 10% menor que la consumida por el electrolizador completo, puesto que hay que fijarle un rendimiento al convertidor AC/DC del 90%<sup>25</sup>.
- **H<sub>2</sub> producido:** hidrógeno producido por el electrolizador durante los intervalos de tiempo de operación. El rendimiento de producción de hidrógeno vendrá determinado por la relación entre el volumen de hidrógeno producido (en condiciones normales) y la energía consumida. En el caso del electrolizador elegido, su valor será de 4.9 kWh/Nm<sup>3</sup> para todo el equipo de electrolisis completo.

El esquema del proceso que se debería realizar para obtener la cantidad de hidrógeno producido, sería el siguiente:



**Figura 2.37. Esquema de cálculo de la cantidad de hidrógeno producido**

<sup>25</sup> En condiciones reales, el comportamiento del convertidor AC/DC, y por consiguiente, su rendimiento, es función de: el voltaje en bornas del stack del electrolizador y la intensidad que está circulando a través de él, así como de la tensión e intensidad de la red del parque eólico. Puesto que dicha dependencia es pequeña, podremos suponer que el rendimiento del convertidor será constante en todo el rango de operación del electrolizador.

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos:

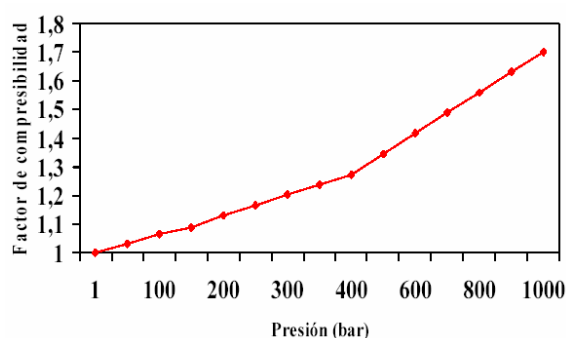
Tabla 2.24. Resultados de la producción de hidrógeno	
E.excedentaria (kwh/año)	2.106.641,348
E.sistema electrolisis (kWh/año)	1.579.981,011
E.electrolizador stack (kWh/año)	1.421.982,910
H <sub>2</sub> producido (Nm <sup>3</sup> /año)	290.200,594
H <sub>2</sub> producido (Kg/año) <sup>26</sup>	26.097,175

Como se comentó en la descripción de la planta, el hidrógeno producido será comprimido a 200 bar. Bajo estas nuevas condiciones, el volumen ocupado será calculado mediante la ecuación de los gases reales teniendo en cuenta el factor de compresibilidad:

$$P \cdot V = z \cdot n \cdot R \cdot T$$

P: Presión (Pa)      V: Volumen (m<sup>3</sup>)      z: Factor de compresibilidad  
n: nº de moles      R: Constante (8,31 J/molK) T: Temperatura (K)

**Figura 2.38. Expresión matemática de la ecuación de los gases reales**



**Figura 2.39. Factor de compresibilidad según la presión**

Teniendo en cuenta un factor de compresibilidad de 1.132 (para presiones de 200 bar), una presión de salida del electrolizador de 10 bar y estimando que el resto de parámetros permanecen constantes, el volumen de hidrógeno producido a 200 bar se obtiene mediante la expresión de los gases reales, resultando:

Tabla 2.25. Resultados de la producción de hidrógeno (200 bar)	
H <sub>2</sub> producido (200 bar) (m <sup>3</sup> /año)	16.425,35
H <sub>2</sub> producido (200 bar) (m <sup>3</sup> /día)	45

<sup>26</sup> Asociación Española de Hidrógeno: Densidad H<sub>2</sub> = 0.0899 kg/Nm<sup>3</sup> ; 1 kg H<sub>2</sub> = 11,12 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> gas

## CAPÍTULO III. ESTUDIO ECONÓMICO

### 3.1 Introducción

En el presente capítulo, se analiza la viabilidad económica de la instalación. En base a los resultados que se obtengan, se estará en disposición de concluir si la opción de producir hidrógeno con el excedente eólico es una idea interesante de cara al futuro.

Para realizar el análisis financiero, se tendrán en cuenta una serie de parámetros económicos enunciados a continuación:

- Inversión inicial
- Costes de operación y mantenimiento
- Costes financieros
- Amortizaciones
- Ingresos

Una vez calculados, para determinar la rentabilidad del proyecto, se evaluarán los siguientes indicadores:

- **VAN (Valor Actual Neto):** se define como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir, expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas.

$$VAN = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

**Figura 3.1. Expresión matemática para el cálculo del VAN**

- A = Desembolso inicial
- $Q_t$  = Flujo neto de caja en el período t
- r = Tasa de descuento que refleja el rendimiento mínimo requerido por la empresa a sus inversiones, es decir, el coste de oportunidad de los usos alternativos de los fondos.
- n = Vida útil estimada para la inversión



- **TIR (Tasa Interna de Retorno o de Rentabilidad):** mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir, en porcentaje.

$$0 = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad \text{siendo} \quad r = TIR \quad (3.2)$$

**Figura 3.2. Expresión matemática para el cálculo del TIR**

Obtenido el valor de “r”, si se compara con el tipo de interés de mercado, se pueden dar los siguientes escenarios:

- a)  $r > i \Rightarrow$  Interesa realizar la inversión (la rentabilidad obtenida es superior a la del mercado).
- b)  $r = i \Rightarrow$  La inversión es indiferente.
- c)  $r < i \Rightarrow$  No interesa realizar la inversión (la rentabilidad obtenida es inferior a la de mercado).

## 3.2 Parámetros del estudio económico

### 3.2.1 Inversión Inicial

#### 3.2.1.1 Aerogeneradores

Como se comentó en el capítulo anterior, no se asumirá el coste de los aerogeneradores, puesto que la energía aprovechada será suministrada por un parque eólico ya construido. Tampoco se tendrá en cuenta cualquier tipo de compensación económica al propio parque por utilizar dicha energía, puesto que el proyecto está enfocado a la instalación de la planta por la propia empresa que realiza el proyecto del parque eólico.

Tabla 3.1. Inversión en aerogeneradores	
Aerogenerador	
<b>Unidades</b>	1
<b>Coste total</b>	- €

#### 3.2.1.2 Acondicionador de potencia

El parque eólico del que se aprovechará su energía, consta de un transformador capaz de adecuar la tensión a los requerimientos del electrolizador. Es por ello, que no se tendrá en cuenta el precio de dicho elemento en la inversión inicial realizada.

Tabla 3.2. Inversión en elemento acondicionador de potencia	
Acondicionador de potencia	
<b>Unidades</b>	1
<b>Coste total</b>	- €

### 3.2.1.3 Equipo de osmosis inversa

Como se comprobó en el segundo capítulo, se necesita un tanque de almacenamiento de agua de 14 m<sup>3</sup>. Por lo tanto, el equipo de osmosis inversa necesario, deberá ser capaz de proporcionar una producción mínima de unos 10.000 litros diarios. Teniendo en cuenta el catálogo de la empresa Osmofilter, un equipo de osmosis inversa de agua de mar con dichas características, tendrá un coste aproximado de 35.000 euros.

Tabla 3.3. Inversión en equipo de osmosis inversa	
Equipo de osmosis inversa	
<b>Unidades</b>	1
<b>Coste total</b>	35 000 €

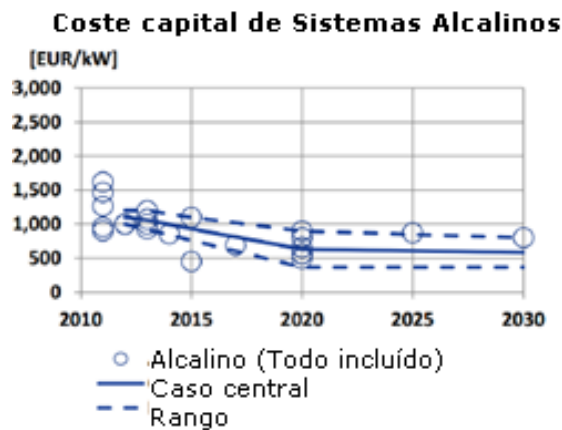
### 3.2.1.4 Depósito de agua

Estimando la capacidad que debe tener el depósito de agua de la instalación descrita, para unos 15.000 litros, el coste del componente de almacenamiento de agua sería de 2.400 euros. Dicho valor se obtiene de la empresa agrícola Agrotterra.

Tabla 3.4. Inversión en depósito de agua	
Depósito de agua	
<b>Unidades</b>	1
<b>Coste total</b>	2 400 €

### 3.2.1.5 Sistema de electrolisis

El precio de un sistema de electrolisis alcalino ronda los 1000 €/kW actualmente. Dicha información, se puede corroborar en el informe: "*Study on development of water electrolysis in the EU*", realizado por la consultora centrada en energía sostenible E4tech.



**Figura 3.3. Coste capital de los sistemas de electrolisis alcalinos (E4tech)**

Para el caso que se está abordando, al tratarse de 2 electrolizadores modelo HySTAT™60 de flujo de producción 60 Nm<sup>3</sup>/h y potencia 288 kW, se tomará un precio para cada uno de 450.000 €. Es cierto que es una cifra superior a la cifrada por E4tech (1000 €/kW), no obstante, el sistema de electrolisis elegido incluye tanto el convertidor AC/DC, como los sistemas de tratamiento y acondicionamiento del electrolito y los gases obtenidos.

Tabla 3.5. Inversión en sistema de electrolisis	
Sistema de electrolisis	
<b>Unidades</b>	2
<b>Coste total</b>	900 000 €

#### 3.2.1.6 Compresor

El coste capital del modelo elegido, PDC-13-1000-3000, está cifrado en 125.000 €. La información es obtenida del informe "*Combined Heat, Hydrogen and Power (CHHP) System for a University Campus Using Local Resources*", realizado por la Universidad de Missouri.

Tabla 3.6. Inversión en compresor	
Compresor	
<b>Unidades</b>	1
<b>Coste total</b>	125 000 €

### 3.2.1.7 Tanque de almacenamiento

La cantidad de hidrógeno a 200 bares que se espera obtener anualmente sería de 26.097 KgH<sub>2</sub> / año. Si se tiene en cuenta, que su distribución y pertinente vaciado del tanque de almacenamiento se realizará en intervalos de tiempo menores al mensual, concretamente cada 20 días, se llega a la conclusión que se precisa un volumen de tanque capaz de almacenar unos 1.400 kg de hidrógeno.

Si se analizan los precios de los tanques de almacenamiento, se puede dar por válida la cifra de 450 €/KgH<sub>2</sub>, cifra obtenida del informe<sup>27</sup> realizado en la Universidad de Massachusetts. Concretamente, el valor que maneja dicho estudio sería el de 456 €/kg para tanques con un tamaño comprendido entre 1.000 y 50.000 Kg. Si se realiza el cálculo, se obtiene:

$$456 \text{ kgH}_2 \cdot 1400 \text{ KgH}_2/20 \text{ días} = 638\,400 \text{ €}$$

Puesto que se tendrán en cuenta también los costes asociados a la distribución del gas, se asumirá en total para el apartado del almacenamiento de hidrógeno a alta presión, un valor de 750 000 euros.

Tabla 3.7. Inversión en tanque de almacenamiento H <sub>2</sub>	
Tanque de almacenamiento H <sub>2</sub>	
Unidades	1
Coste total	750 000 €

### 3.2.1.8 Instalaciones y mano de obra

Se considera un 2% del capital inicial invertido, por lo que su valor estimado será de 36 248 €.

### 3.2.1.9 Ingeniería y estudios previos

Se considera un 4% del capital inicial invertido, por lo que su valor estimado será de 72 496 €.

Finalmente, en la tabla 3.8 se muestra la inversión inicial con el coste estimado de cada uno de los componentes.

---

<sup>27</sup> Informe: "Techno-Economic Analysis of Hydrogen Fuel Cell Systems Used as an Electricity Storage Technology in a Wind Farm with Large Amounts of Intermittent Energy", Yash Sanghai

**Tabla 3.8. Inversión inicial total**

<b>Componentes</b>	<b>Coste final de la inversión</b>
<b>Aerogenerador</b>	- €
<b>Transformador</b>	- €
<b>Equipo de Ósmosis inversa</b>	35 000.00
<b>Depósito de agua</b>	2 400.00
<b>Sistema de electrólisis</b>	900 000.00
<b>Compresor</b>	125 000.00
<b>Sistema de almacenamiento de H2</b>	750 000.00
<b>Instalaciones y otros</b>	36 248.00
<b>Ingeniería y estudios previos</b>	72 496.00
<b>Coste total</b>	<b>1 921 144 €</b>

### 3.2.2 Costes de Operación y Mantenimiento

Existen diversos estudios<sup>28</sup> que cifran el coste por operación y mantenimiento en las instalaciones de producción de hidrógeno mediante electrólisis, en un 4% del coste capital inicial. Sin embargo, se optará por utilizar una opción más conservadora, concretamente un 4.5%, para prevenir cualquier imprevisto que pudiera surgir, y que no estuviera dentro de los costes que se tienen en cuenta en el presente apartado.

$$\text{Coste de Operación y mantenimiento} = 0.045 \times 1\,921\,144 = \mathbf{86\,451\,€/\text{año}}$$

### 3.2.3 Financiación

En cuanto a la financiación del proyecto, se realizará el pago del 30 % de la inversión, mediante fondos propios. El 70% restante, vendrá financiado a través de un operador externo, bien mediante un banco o a través de inversores.

Se dispondrá de un interés fijo del 5.756 % para el plazo de 10 años de devolución con 1 año de carencia, así como uno variable fijado en un 5.099%. Los valores son recogidos del Ministerio de economía y competitividad (ICO).

---

<sup>28</sup> Informe "A review of hydrogen production technologies for energy system models" realizado por la UCL (*University College London*)

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la tabla 3.9 se adjuntan los parámetros de la financiación y los pagos que se llevarán a cabo durante los 10 años de plazo de devolución.

Tabla 3.9. Condiciones de la financiación	
Financiación	
Valor del préstamo	1 344 800€
Años	10
Interés fijo	5.756%
% de préstamo sobre la inversión	70
Cuota anual	134 480€

Los resultados de la financiación, se muestran a continuación:

Tabla 3.10. Pagos en el plazo de devolución						
Año	Capital pendiente	Cuota anual	Variabilidad	Interés	Interés anual	Servicio de la deuda
1	1 344 801 €	134 480 €	0.00%	0.00%	- €	134 480.08 €
2	1 210 321 €	134 480 €	5.10%	5.76%	69 666.06 €	204 146.14 €
3	1 075 841 €	134 480 €	5.10%	6.05%	65 082.96 €	199 563.04 €
4	941 361 €	134 480 €	5.10%	6.36%	59 851.35 €	194 331.43 €
5	806 880 €	134 480 €	5.10%	6.68%	53 917.00 €	188 397.08 €
6	672 400 €	134 480 €	5.10%	7.02%	47 221.86 €	181 701.94 €
7	537 920 €	134 480 €	5.10%	7.38%	39 703.76 €	174 183.84 €
8	403 440 €	134 480 €	5.10%	7.76%	31 296.19 €	165 776.27 €
9	268 960 €	134 480 €	5.10%	8.15%	21 927.99 €	156 408.07 €
10	134 480 €	134 480 €	5.10%	8.57%	11 523.05 €	146 003.13 €
TOTAL						1 744 991.03 €

### 3.2.4 Amortizaciones

Analizando la vida útil de cada uno de los componentes principales de la instalación, se comprueba que ninguno de ellos posee una vida útil inferior a 10 años. Por lo que, de no existir cualquier tipo de accidente, no se espera tener que realizar una inversión sustanciosa en un año concreto durante el periodo de 10 años. Si es cierto, que la membrana del equipo de osmosis inversa deberá ser reemplazada cada 5 años como mínimo. Sin embargo, el incremento del porcentaje utilizado en el apartado de costes de operación y mantenimiento compensaría dicho efecto.

Con la ayuda de la Tabla Oficial de Coeficientes de Amortización aprobada por el RD 1777/2004, que se encuentra disponible en el BOE, se obtiene que para instalaciones de electrolisis:

Tabla 3.11. Coeficiente de amortización de instalaciones de electrólisis (BOE)	
<b>Coeficiente lineal máximo (%)</b>	15
<b>Periodo máximo (años)</b>	14

Para calcular la amortización fija anual, se aplicará el 15% a la cantidad a amortizar, es decir, la suma de la inversión inicial más los intereses de financiación:

Tabla 3.12. Parámetros de la amortización	
<b>Amortización fija anual</b>	348 200.13 €

### 3.2.5 Ingresos

Al tratarse de una instalación destinada a la producción de hidrógeno, sin tener en cuenta la generación de energía eléctrica a partir de dicho vector energético, los ingresos obtenidos vendrán únicamente de la venta de dicho hidrógeno, que en el caso abordado, será en estado gaseoso a una presión de 200 bares.

A la hora de determinar el precio de venta, existen diferentes informes<sup>29</sup> donde lo evalúan en unos 8 €/ kgH<sub>2</sub> según una serie de estimaciones.

Se espera que dicho valor aumente con el paso de los años, debido al agotamiento de los recursos naturales que actualmente abastecen el panorama energético. Debido a ello, se aplicará un incremento porcentual de un 3% del valor del precio de venta del hidrógeno para cada año en los que se realiza el estudio económico.

Los ingresos anuales obtenidos, serían los siguientes:

---

<sup>29</sup>Informe: Design Proposal for a Mobile Hydrogen Fueling Station (*Humboldt State University*).

"Techno-economic analysis of PEM fuel cells role in photovoltaic-based systems for the remote base stations".

Libro. "Sustainable Energy Systems and Applications". Ibrahim Dincer, Calin Zamfirescu

Tabla 3.13. Ingresos anuales			
Año	Ingresos	Año	Ingresos
1	208 777 €	6	242 030 €
2	215 041 €	7	249 291 €
3	221 492 €	8	256 770 €
4	228 137 €	9	264 473 €
5	234 981 €	10	272 407 €

### 3.3 Flujos de caja e indicadores económicos

Estimados los parámetros necesarios para realizar el estudio económico, en el presente apartado se procede a calcular los flujos de caja para cada año de vida útil de la planta objeto de estudio.

Una vez calculados los Beneficios Antes de Impuestos (BAT), para determinar la cantidad de ingresos destinados al pago de impuestos (T.BAT), se deberá aplicar un tipo impositivo. Se tomará como referencia, el 25%, al ser el más común en cuanto Impuesto por Sociedades.

El cálculo de los flujos de caja para cada uno de los años de la inversión se puede analizar en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Resumen de cuentas, flujos de caja anuales							
Año	Ingresos	C O&M	Pago deuda	Amortización	BAT	T.BAT	Flujo de caja
1	208777	86451.48	134480.08	348200.13	-360354.4	-90088.59	77934.4
2	215041	86451.48	204146.14	348200.13	-423757.1	-105939.27	30382.3
3	221492	86451.48	199563.04	348200.13	-412722.8	-103180.69	38658.0
4	228137	86451.48	194331.43	348200.13	-400846.4	-100211.60	47565.3
5	234981	86451.48	188397.08	348200.13	-388068.0	-97016.990	57149.2
6	242030	86451.48	181701.94	348200.13	-374323.4	-93580.85	67457.6
7	249291	86451.48	174183.84	348200.13	-359544.4	-89886.10	78541.8
8	256770	86451.48	165776.27	348200.13	-343658.1	-85914.52	90456.6
9	264473	86451.48	156408.07	348200.13	-326586.8	-81646.70	103260.0
10	272407	86451.48	146003.13	348200.13	-308247.7	-77061.92	117014.4



### 3.3.1 VAN

Una vez determinados los flujos de caja, se deberá actualizar su valor para poder calcular el VAN mediante la ecuación (3.1). Para ello, se aplicarán la tasa de inflación y la tasa de interés actuales<sup>30</sup>:

- Tasa de interés: 0.05%
- Tasa de inflación: -0.274%

**Tabla 3.15. Flujos de caja actualizados y cálculo del VAN**

Año	Flujo de caja	Denominador VAN (Aplicando inflación)	Flujos de caja (con inflación)	Denominador de VAN (Aplicando la tasa de interés)	Flujos de caja (Actualizados)
<b>1</b>	77934.4	1.00	78148.5	1.01	77759.73
<b>2</b>	30382.3	0.99	30549.5	1.01	30246.26
<b>3</b>	38658	0.99	38977.5	1.02	38398.65
<b>4</b>	47565.3	0.99	48090.2	1.02	47140.31
<b>5</b>	57149.2	0.99	57938.6	1.03	56511.63
<b>6</b>	67457.6	0.98	68577.3	1.03	66555.53
<b>7</b>	78541.8	0.98	80064.9	1.04	77317.82
<b>8</b>	90456.6	0.98	92464.1	1.04	88847.37
<b>9</b>	103260	0.98	105841.6	1.05	101195.68
<b>10</b>	117014.4	0.97	120269.4	1.05	114418.09
				<b>TOTAL</b>	698391.0672
				<b>VAN</b>	<b>-1 222 753 €</b>

En base al resultado obtenido, la inversión no es rentable, ya que como se puede comprobar, el valor del VAN es claramente negativo.

### 3.3.2 TIR

Pese a que con el valor obtenido en el apartado anterior, no haría falta analizar ningún indicador más para concluir que la inversión a realizar no es rentable, se procede a calcular el valor de la Tasa de Rentabilidad Interna mediante la ecuación 3.2, utilizando la herramienta Excel. El resultado es el siguiente:

$$r = -12\%$$

Puesto que  $r < 0.05\%$  (Tasa de interés), se vuelve a certificar que la inversión no es rentable.

<sup>30</sup> Datos obtenidos de: <http://www.datosmacro.com/tipo-interes/zona-euro> y <http://es.global-rates.com/>

### 3.3.3 Plazo de recuperación o “pay back”

El plazo de recuperación es un método de valoración de inversiones que mide el tiempo que una inversión tarda en recuperar el desembolso inicial, con los flujos de caja generados en el futuro por la misma.

Se trata de un método estático, ya que no actualiza los flujos de caja, es decir, considera que una unidad monetaria tiene el mismo valor en cualquier tiempo.

Como se puede observar, la inversión inicial no se recupera pasado el periodo de 10 años.

Tabla 3.16. Calculo del plazo de recuperación		
Año	Flujo de caja	Flujo de caja (Acumulados)
0	-1921144	-1921144.0
1	58999.9	-1862144.1
2	14220.4	-1847923.7
3	20597.5	-1827326.2
4	27501.4	-1799824.8
5	34971.3	-1764853.5
6	43049.2	-1721804.3
7	51780.2	-1670024.1
8	61211.9	-1608812.2
9	71395.8	-1537416.4
10	82386.3	-1455030.1

Los resultados para el caso inicial se resumen a continuación:

Tabla 3.17. Resultados financieros	
<b>VAN</b>	<b>-1 222 753 €</b>
<b>TIR</b>	<b>-12%</b>
<b>Pay back</b>	<b>&gt;10 años</b>

### 3.4 Análisis de sensibilidad

En el siguiente apartado, se analiza el impacto que tendría en la viabilidad y rentabilidad del proyecto, cualquier variación que se pudiera producir con respecto al estado actual, es decir, un desarrollo tecnológico o un posible giro en la política ambiental mundial.

Evidentemente, este apartado toma una especial relevancia debido a que como se comentó a lo largo del estudio, se prevé un cambio en el sistema energético actual, que hará que la tecnología utilizada, cobre una mayor importancia.

Los parámetros que se variarán, y que por consiguiente, servirán para analizar los diferentes escenarios hipotéticos que podrán suceder, serán los siguientes:

- **Política ambiental a favor de las energías renovables.** Se tendrá en cuenta una posible subvención proporcionada por la Unión Europea para aquellos proyectos que fomenten el desarrollo de las fuentes energéticas limpias.
- **Desarrollo de la tecnología empleada.** Avances en la eficiencia de componentes como el electrolizador, esencial a la hora de obtener mayor producción de hidrógeno, y por consiguiente, mayores ingresos, utilizando la misma cantidad de energía.
- **Reducción de los costes de los componentes.** El nuevo sistema energético que dominará en un futuro, hará que la tecnología empleada en el presente proyecto, cobre mayor importancia. Este hecho traerá consigo, el incremento de empresas dedicadas a dicho sector, que fomentará la competencia, así como el empleo de economías a gran escala. Todos estos factores, provocarán la esperada reducción de costes de los componentes vinculados a ella.
- **Valoración de excedentes eólicos marinos.** De cara a un futuro muy próximo, los mayores avances tecnológicos en cuanto a la eólica se refiere, irán encaminados a la tecnología off shore. El aumento tanto de la potencia unitaria de los aerogeneradores, como de la potencia total de los parques eólicos marinos, harán muy probable el incremento de energía excedentaria eólica.

### **3.4.1 Caso A: Subvención del 25%, desarrollo tecnológico y reducción de costes.**

En el primer caso, se tendrá en cuenta una subvención por parte de la Unión Europea, así como el desarrollo tecnológico y la reducción de costes de los componentes relacionados con el proceso electrolítico.

#### **3.4.1.1 Subvención de 25%**

Como medida de apoyo a la integración de las fuentes renovables en el sector energético, se supondrá que la Unión Europea subvencionará el presente proyecto con un 25% de la inversión inicial.

En este caso, las condiciones de financiación variarán. Teniendo en cuenta que el estudio ha sido realizado suponiendo que se disponen de unos fondos propios equivalentes al 30% de la inversión inicial que se analizó en el caso inicial del estudio económico (30% de 1.921.144 €), el valor del préstamo que vendrá financiado por parte de un operador externo corresponderá con el 45% de la inversión inicial, ya que como se ha comentado, la Unión Europea subvencionará con el 25%.

Bajo este nuevo escenario, las nuevas condiciones de la financiación, se presentan a continuación:

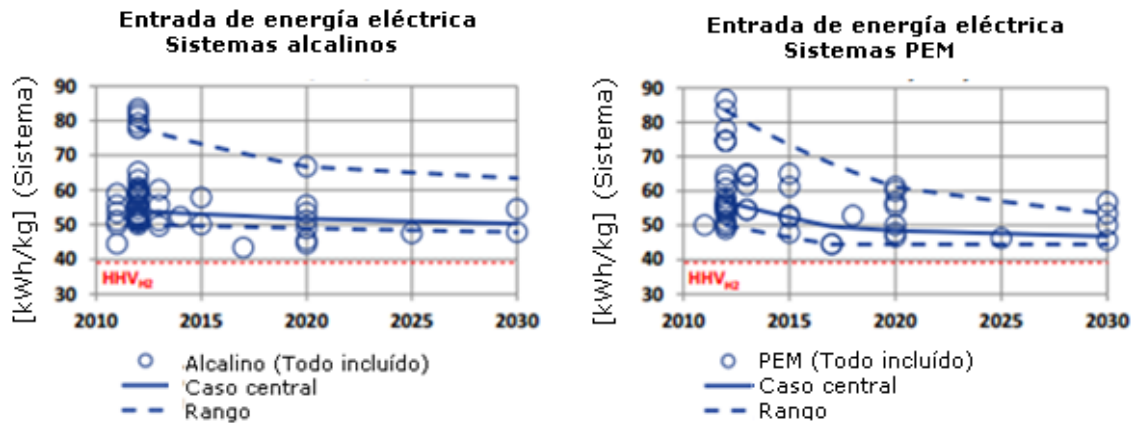
<b>Tabla 3.18 Condiciones de la financiación (Caso A)</b>	
<b>Financiación</b>	
<b>Valor del préstamo</b>	864 514.80 €
<b>Años</b>	10
<b>Interés fijo</b>	5.756%
<b>% de préstamo sobre la inversión</b>	45
<b>Cuota anual</b>	86 451.48 €

Evidentemente, las nuevas condiciones financieras influirán no sólo en el apartado de financiación, sino también en la amortización, ya que disminuirán notablemente los intereses de la financiación, y por consiguiente, la amortización anual.

#### **3.4.1.2 Desarrollo de la tecnología empleada y reducción de costes.**

Gracias a los numerosos proyectos de investigación que se están realizando sobre el proceso de electrólisis del agua, se esperan unos importantes avances de cara el futuro que se verán representados en un notable aumento de eficiencia del electrolizador, un aumento de la vida útil del equipo utilizado, así como una notable reducción en el coste del sistema.

Estudios como el realizado por la consultora E4tech: "Development of Water Electrolysis in the European Union", ponen de manifiesto dicho desarrollo. Vaticinan que el coste de los electrolizadores PEM para el año 2020, corresponderá con el coste actual de los electrolizadores alcalinos. Sin embargo, pese a tener el mismo coste que la tecnología alcalina actual, la eficiencia de los electrolizadores poliméricos para dicho año, se espera que aumente de forma notable, siendo necesaria una menor cantidad de electricidad para producir el mismo hidrógeno.



**Figura 3.4. Tendencia de la eficiencia de los sistemas de electrólisis alcalina y PEM (E4tech)**

Por ello, se supondrá un electrolizador con el mismo coste que el utilizado en el caso inicial, pero con el notable aumento de eficiencia esperado para el año 2020. En este caso, la única variación que se producirá será el aumento de ingresos al aumentar notablemente la eficiencia. De la figura 3.4, se comprueba que para dicho año, los electrolizadores PEM tendrán una eficiencia de:

$$48 \text{ kWh} / \text{kg H}_2 = 4.3 \text{ kWh} / \text{Nm}^3$$

Con dicha eficiencia, y suponiendo que se dispone de la misma cantidad de energía excedentaria que en el caso inicial, los ingresos anuales que se obtendrán, se verán aumentados en un 13.95%<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Aumento porcentual de eficiencia:  $\frac{4.9 \text{ kWh} / \text{Nm}^3}{4.3 \text{ kWh} / \text{Nm}^3} = 1.1395$

### 3.4.1.3 Resultados Caso A

Realizando un procedimiento análogo al inicial, pero teniendo en cuenta las pertinentes modificaciones en el estudio económico, propias del nuevo escenario presentado (subvención, desarrollo tecnológico y reducción de costes), los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3.19. Resultados financieros. Caso A	
<b>VAN</b>	<b>-86 318 €</b>
<b>TIR</b>	<b>-4 %</b>
<b>Pay back</b>	<b>&gt;10 años</b>

Como se puede comprobar, a tenor de los resultados, la inversión seguirá sin ser rentable. No obstante, a diferencia de lo que ocurría en el caso inicial, bajo las nuevas condiciones planteadas en el presente caso, ha existido un aumento claramente significativo tanto del VAN (de -1.222.753€ a -86.315€) como del TIR (de -12% a -4%).

Este aumento notable, bajo unas condiciones que muy probablemente se podrían producir en un futuro próximo, muestran la evolución de la tecnología planteada, y la viabilidad de la realización de un proyecto como el que se está abordando.

### 3.4.2 Caso B: Caso A con tecnología Off Shore.

En el siguiente escenario, se evaluará el Caso A, es decir, con la subvención del 25 %, el aumento de eficiencia (4.3 kWh/ Nm<sup>3</sup>) y la reducción de costes (Coste del sistema PEM igual que el Coste del sistema alcalino actual), pero con la diferencia de obtener los excedentes de un parque eólico marino.

Asumiendo que el nuevo parque eólico produce la misma energía neta que el parque eólico del que se ha realizado el estudio inicial, en este caso al tratarse de tecnología offshore, la potencia de los aerogeneradores será mayor.

Actualmente, la potencia unitaria de los aerogeneradores marinos ronda los 5 MW, aunque es muy presumible el aumento de ésta, tal y como demanda el

PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

mercado. Según Det Norske Veritas (DNV)<sup>32</sup>, la potencia de las turbinas aumentará progresivamente en las próximas décadas. Se prevé que modelos con una potencia de 10 MW, altura de buje de 130 metros y diámetro de 200 metros se encuentren disponibles a principios de la década de 2020. Para 2030-2050, el tamaño medio podría crecer a tamaños de 10-15 MW y hasta 20 MW de nuevas instalaciones en la última parte del período.

Este aumento de tamaño en la potencia unitaria de los aerogeneradores, provocará que exista un mayor porcentaje de energía excedentaria. Porque la propia red de transporte no pueda asumir tal cantidad de potencia, y porque una parada de cualquier aerogenerador, provocará mayores pérdidas que si fuera de una dimensión menor.

Por esa razón, se realizarán los mismos cálculos que para el caso A, pero esta vez ,se asume un porcentaje de energía excedentaria del 5% en lugar del 3.5% supuesto en el caso inicial. Por lo que lo único que variará con respecto a los parámetros del Caso anterior, será el aumento de ingresos, al haber mayor cantidad de energía excedentaria.

Una vez realizado el mismo procedimiento que en los anteriores apartados, pero bajo las nuevas condiciones, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3.20. Resultados financieros. Caso B	
<b>VAN</b>	<b>779.125 €</b>
<b>TIR</b>	<b>10 %</b>
<b>Pay back</b>	<b>7 años</b>

Como se puede comprobar, un aumento en el porcentaje de los excedentes eólicos, traería consigo la rentabilidad del proyecto.

---

<sup>32</sup> Det Norske Veritas (DNV), Sociedad de Clasificación de ámbito mundial, cuyos objetivos son "salvaguardar la vida, propiedades y el medio marino".

### 3.5 Resultados y conclusiones

Una vez realizado el Análisis de Sensibilidad, en la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos, con el objetivo de analizar cómo varían los parámetros del estudio económico según cada escenario hipotético.

Tabla 3.21. Resumen de resultados			
	Caso Inicial	Caso A	Caso B
VAN	-1 222 753 €	-86.318 €	779.125 €
TIR	-12%	-4 %	10 %
Pay back	>10 años	>10 años	7 años

Como se puede comprobar, actualmente el proyecto no sería viable. Sin embargo, tras analizar tanto el Caso A como el B, donde se varían medidas que muy probablemente podrían suceder, debido al previsible cambio en la política medioambiental mundial, así como el desarrollo de una tecnología que está en una continua fase de desarrollo, se demuestra la importancia de la solución planteada.

Por otro lado, a medida que aumente tanto la potencia eólica instalada, como el tamaño de los aerogeneradores y parques eólicos, será muy probable que el porcentaje de excedentes eólicos se incremente. Como se puede analizar tras observar los resultados del Caso A y B, bajo las mismas condiciones, un aumento no muy elevado del porcentaje (de 3.5% a 5%), trae consigo un incremento considerable en los indicadores económicos (aumento del VAN de – 86.318 € a 779.125 €).



## **CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES**

La importancia que tienen las energías renovables en el cambio del sistema energético actual, se pone de manifiesto al analizar las políticas medioambientales que están acordando, desde hace unos años, la mayoría de los países. Un sistema energético basado en este tipo de fuentes energéticas limpias, traerá consigo una contundente disminución de las emisiones nocivas al medioambiente, así como la reducción de la dependencia de las importaciones energéticas.

Analizando la particular situación energética de las Islas Canarias, zona con unas condiciones ideales para el uso de las energías renovables, pero con una escasa producción con dichas fuentes, resultaría significativamente interesante, el aprovechamiento de sus recursos renovables con el objetivo de disminuir la producción con fuentes convencionales, de forma que se redujera el coste de generación, favoreciera su independencia energética, así como se evitara las emisiones nocivas al medioambiente por el uso de las fuentes energéticas actuales.

Tras analizar la importancia que posee la energía eólica con respecto a las demás fuentes de energía de origen renovable, parece conveniente basar en gran medida el desarrollo de la integración renovable utilizando dichos recursos eólicos. Sin embargo, como se pudo comprobar en el primer capítulo, la integración es complicada, sobre todo por la escasa interconexión eléctrica y las características inherentes de la propia tecnología eólica (entre las que destacan su variabilidad y dificultad de predicción).

Debido a ello, y en mayor medida en aquellos emplazamientos cuya red eléctrica es débil, como el territorio canario, se produce una gran cantidad de excedente eólico, en torno al 3.5% de la producción eólica total, como se estimó en el segundo capítulo.

Por tanto, resulta interesante buscar una forma de aprovechar esa energía excedentaria. En el apartado donde se analizan los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento energético, se comprobó que el hidrógeno resultaría una opción muy viable. Dicha elección se produjo por su gran versatilidad, su capacidad para almacenar grandes cantidades durante tiempos prolongados, y porque permite, de forma excelente, la combinación de energías renovables con la generación de hidrógeno mediante la electrólisis de agua.

Una vez elegido el emplazamiento exacto donde ubicar la planta de producción de hidrógeno mediante el excedente de un parque eólico próximo, tras realizar el diseño de la planta, se calculó la producción de hidrógeno.

## PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Tras realizar el estudio económico, se ha comprobado que actualmente la opción de aprovechar el excedente eólico a través de una planta de producción de hidrógeno no resulta rentable. Sin embargo, como se puede comprobar una vez que se realiza el Análisis de Sensibilidad, la continua evolución de la tecnología basada en la electrolisis, y un muy probable apoyo a este tipo de proyectos que fomenten el uso de energías limpias, lo convertirían en una opción muy interesante de cara a un futuro muy próximo.

Finalmente, pese a que en el proyecto se abordó la opción de aprovechar el excedente eólico con la producción de hidrógeno únicamente, se debe comentar que también resultaría bastante interesante la opción de los sistemas que acoplan generación y demanda, convirtiendo el hidrógeno producido, en electricidad. De esta manera, cuando sobrara energía se aprovecharía para obtener hidrógeno, y cuando se necesitara, se podría verter a la red. De esta forma, se reduciría el uso de fuentes convencionales de respaldo, y se favorecería la independencia energética de cada lugar.

## ANEXOS

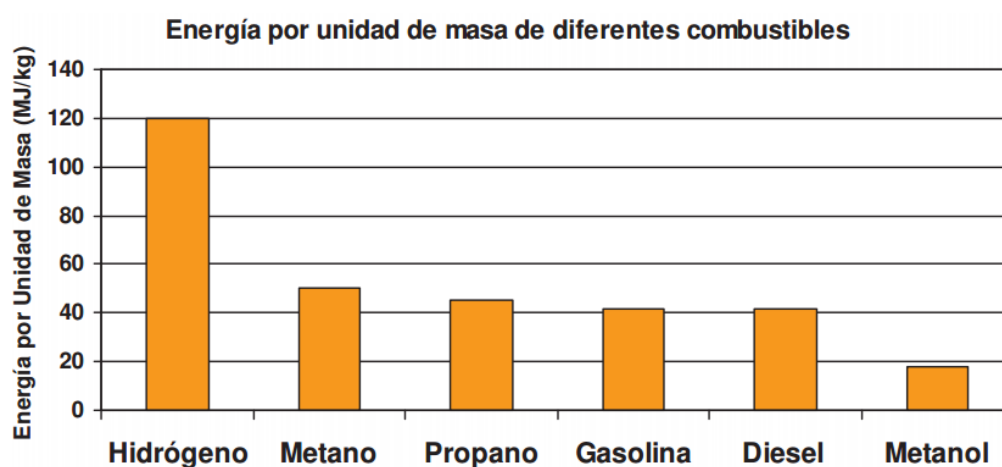
### ANEXO I: Densidades energéticas por unidad de masa y volumen

Si se comprara el poder calorífico del hidrógeno con el de otros combustibles convencionales, se obtienen resultados llamativos, siendo 1 kilogramo de hidrógeno equivalente a casi 3 kilogramos de gasolina.

**Tabla 4.1 Equivalencia en peso de diferentes combustibles con respecto a 1 kg de hidrógeno**

Hidrógeno	Metano	Propano	Gasolina	Diesel	Metanol
1 kg	2.4 kg	2.59 kg	2.78 kg	2.8 kg	6.09 kg

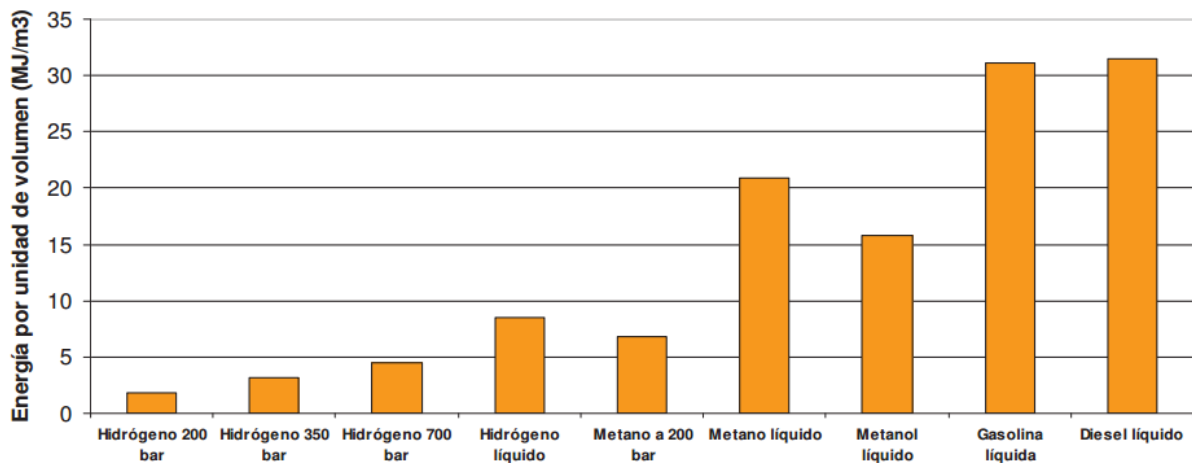
En la siguiente figura se muestra la elevada energía por unidad de masa del hidrógeno con respecto a los demás combustibles.



**Figura 4.1 Energía por unidad de masa de diferentes combustibles (Fuente: Informe "Hidrógeno. Almacenamiento y vector energético". Centro Nacional del Hidrógeno)**

Sin embargo, si se realiza una comparación semejante, pero con unidades de volumen, los datos no son tan positivos, como se puede comprobar en la figura 4.3.

**Energía por unidad de volumen de distintos combustibles en diferentes estados**



**Figura 4.2 Energía por unidad de volumen de distintos combustibles en diferentes estados. (Fuente: Informe "Hidrógeno. Almacenamiento y vector energético". Centro Nacional del Hidrógeno)**

**ANEXO II: Valores de la Distribución de Gamma**

**Tabla de la función Gamma  $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$**   
**para  $1 < \alpha \leq 5$**

$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$
1,44	0,8858	2,45	1,2842	3,46	3,1807	4,47	11,1583
1,45	0,8857	2,46	1,2930	3,47	3,2156	4,48	11,3136
1,46	0,8856	2,47	1,3019	3,48	3,2510	4,49	11,4714
1,47	0,8856	2,48	1,3109	3,49	3,2869	4,50	11,6317
1,48	0,8857	2,49	1,3201	3,50	3,3234	4,51	11,7946
1,49	0,8859	2,50	1,3293	3,51	3,3603	4,52	11,9600
1,50	0,8862	2,51	1,3388	3,52	3,3977	4,53	12,1280
1,51	0,8866	2,52	1,3483	3,53	3,4357	4,54	12,2987
1,52	0,8870	2,53	1,3580	3,54	3,4742	4,55	12,4720
1,53	0,8876	2,54	1,3678	3,55	3,5133	4,56	12,6482
1,54	0,8882	2,55	1,3777	3,56	3,5529	4,57	12,8271
1,55	0,8889	2,56	1,3878	3,57	3,5930	4,58	13,0089
1,56	0,8896	2,57	1,3981	3,58	3,6338	4,59	13,1936
1,57	0,8905	2,58	1,4084	3,59	3,6751	4,60	13,3813
1,58	0,8914	2,59	1,4190	3,60	3,7170	4,61	13,5719
1,59	0,8924	2,60	1,4296	3,61	3,7595	4,62	13,7656

**Figura 4.3. Distribución de Gamma. Fuente<sup>33</sup>**

<sup>33</sup> <http://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>

## REFERENCIAS

### Capítulo I

#### Objetivo 2020

- Comisión Europea. Europa 2020  
[http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index\\_es.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index_es.htm)
- "Estrategia Energética en la Unión Europea. Objetivo 20-20-20". 2015 Grupo Render Industrial. Diputación de Cádiz. Agencia Provincial de la energía.
- <http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-3-objetivos-de-produccion-con-fuentes-renovables-en-la-union-europea-y-en-espana>
- <http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-economia-bruselas-avisa-espana-no-cumplira-objetivo-20-renovables-2020-medidas-vigentes-20140317181119.html>
- <http://www.eea.europa.eu/es/pressroom/newsreleases/gracias-a-sus-politicas-la>
- Comisión Europea.  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index\\_es.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_es.htm)

#### Situación energética actual

- Boletín Estadístico del *Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)*.
- *Estrategia energética española a medio y largo plazo: Mix y mercados* Club español de la energía. Instituto español de la energía
- AEE (Asociación Empresarial Eólica). Informe anual 2015.
- REE (Red Eléctrica Española)  
<http://www.ree.es/es/publicaciones/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas>
- *El sistema eléctrico español 2014 (REE)*
- <http://www.europapress.es/islas-canarias/noticia-experto-energia-hidrogeno-afirma-canarias-arabia-saudi-energias-renovables-20090318184423.html>

#### Situación energética actual

- [www.ree.es](http://www.ree.es)
- *El sistema eléctrico español 2014 (REE)*
- "Operación del sistema con alta penetración de generación eólica". REE
- <http://jumanjisolar.com/2012/03/generacion-electrica-gestionable-y-no-gestionable/>

#### Energía eólica

- Asociación Empresarial Eólica (AEE)
- <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/que-es/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Jornada "Energías Alternativas aplicadas al Regadío". Energía Eólica"
- International Energy Agency (IEA). "World Energy Outlook 2014"
- Global Wind Energy Council "Global wind statistics 2014"
- Informe anual 2015. AEE

- Anuario Energético de Canarias 2013
- «BOE» núm. 189, de 5 de agosto de 2014, páginas 62571 a 62597 (27 págs.)
- Boletín Oficial de Canarias  
<http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2015/029/002.html>
- Asociación Empresarial Eólica, AEE).
- <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>
- IDAE. Manuales de Energías Renovables. IDAE
- Frontier Economics Ltd. London. "Blowing in the wind-measuring and managing the costs of renewable generation in Europe"
- "Los desvíos eólicos, tendencias y mejoras". REE
- "Operación del sistema con alta penetración de generación eólica". REE
- *Límites del sistema eléctrico a la integración de generación de régimen especial*" REE
- Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012. ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
- <http://www.expansion.com/2014/01/21/empresas/energia/1390260784.htm>  
l

### **Tecnologías de almacenamiento**

- "Comparación de tecnologías de almacenamiento energético provenientes de energías renovables". Anales de la Real Academia de Doctores de España Volumen 16, n.º 1, 2012, pp. 29-49
- Renew Economy. <http://reneweconomy.com.au/2013/the-missing-link-why-australia-needs-energy-storage-46236>
- "Electrical Energy Storage". International Electrotechnical Commission
- "Guía del almacenamiento de energía". Fundación de la energía de la Comunidad de Madrid.
- <http://www.ecovive.com/wp-content/uploads/2010/02/esquema-transversal-central-hidroelectrica.jpg>
- [www.mundocompresor.com](http://www.mundocompresor.com)
- <http://cleantechnica.com/2011/08/11/pennsylvania-beacon-power-flywheel-energy-storage/http://web.ing.puc.cl/~power/alumno15/bess/tecnologia.html>
- [http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/almacena/Almacenamiento\\_Termico.html](http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/almacena/Almacenamiento_Termico.html)

### **Hidrógeno**

- [www.cnh2.es](http://www.cnh2.es)
- Informe: "Ciclo del hidrógeno. Producción, almacenamiento y uso" (CNH2).
- <http://ideas4all.com/ideas/107953-obtener-agua-potable-y-purificar-el-aire-a-la-vez-2o-premio-ongawa-base-de-la-piramide-y-gracias-a-todos-por-comentar-y-votar>
- [https://www.ica.es/contenidos/publicaciones/anales\\_get.php?id=1412](https://www.ica.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=1412)
- <http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?LanguageID=9&GasID=36>

## Capítulo II

### Localización

- “Energías Renovables en sistemas insulares. Canarias y el proyecto ISLE PACT”. ITC (Instituto Tecnológico de Canarias)
- [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-21490](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-21490)
- <http://www.aeeolica.org/>
- <http://www.itccanarias.org/recursoeolico/>
- Informe “Anuario Energético en Canarias 2013”
- <http://www.laprovincia.es/fuerteventura/2015/07/04/gobierno-canario-autoriza-nuevos-parques/722196.html>
- <http://www.europapress.es/islas-canarias/noticia-canarias-autoriza-cuatro-nuevos-parques-eolicos-islas-fuerteventura-gomera-gran-canaria-20150422140224.html>
- <http://www.gobiernodecanarias.org/noticias/pre/66563/comite-inversiones-propone-18-proyectos-interes-estrategico-archipielago>
- Anteproyecto: PARQUE EÓLICO DE 18 MW “LOS BALOS” EN AGÜIMES. VVO ENERGY S.L. Equipo Estable I+D INGEMAR Dpto. Ingeniería Marítima Universidad de La Laguna
- <http://marinaoscar-marina.blogspot.com.es/2015/05/unidad-9-las-patronas-de-las-siete.html>
- <http://www.quetiempo.es/fotos/mapa-de-aguimes-1.jpg>
- Google Earth
- <http://www.palmasport.es/>

### Descripción de equipos

- Catálogo Vestas V90-3MW
- [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores)
- Anteproyecto “”
- PURECLEER “Catálogo osmosis inversa industrial 2013
- <http://www.plarexpoliester.com/depositos/depositos-poliester-vasos-silos-fibra/>
- <http://www.remolquescarro.es/496-dep%C3%B3sitos-agua-verticales-con-fondo-plano-2.html>
- Informe “Alkaline Electrolysers Wind and Photovoltaic Power Sources”. H2Nitidor
- “*PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*”, editado por Dmitri Bessarabov, Haijiang Wang, Hui Li, Nana Zhao
- Informe “Study on development of water electrolysis in the EU”. E4tech
- [www.hydrogenics.com](http://www.hydrogenics.com)
- <http://www.industry.siemens.com/topics/global/en/pem-electrolyzer/silyzer/pages/silyzer.aspx>
- [http://www.iphe.net/docs/Renew\\_H2\\_Ustira.pdf](http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Ustira.pdf)
- [http://ieahia.org/Activities/Selected-Case-Studies/Renewable-Hydrogen-Project-\(Spain\).aspx](http://ieahia.org/Activities/Selected-Case-Studies/Renewable-Hydrogen-Project-(Spain).aspx)
- [http://cordis.europa.eu/docs/publications/1039/103966621-6\\_en.pdf](http://cordis.europa.eu/docs/publications/1039/103966621-6_en.pdf)
- <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-renovables/planta-de-hidrogeno>
- <http://www.cnh2.es/3571/apoyo-del-cnh2-al-proyecto-solantes/>

- <http://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/indoor-installation/hystat-trade-60>
- [http://www.fuelcellmarkets.com/fuel\\_cell\\_markets/hydrogen/4,1,1,2086.html](http://www.fuelcellmarkets.com/fuel_cell_markets/hydrogen/4,1,1,2086.html)
- [www.ariema.com](http://www.ariema.com)
- <http://www.pdcmachines.com/diaphragm-compressors/recent-projects/>
- Informe "Almacenamiento a Presión y Uso Industrial del Hidrógeno". Air liquide
- PFC: HIDRÓGENO: VECTOR ENERGÉTICO EN EL SIGLO XXI, Iván Cid Jiménez
- FERNANDEZ-BOLAÑOS C. 2005. Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual, y perspectivas del futuro. Capítulo Sistemas de energía del Hidrógeno.

### **Evaluación de la producción de hidrógeno**

- Libro: Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica. Equipo INIECO.
- <http://www.itccanarias.org/recursoeolico/>
- Anteproyecto: PARQUE EÓLICO DE 18 MW "LOS BALOS" EN AGÜIMES. VVO ENERGY S.L. Equipo Estable I+D INGEMAR Dpto. Ingeniería Marítima Universidad de La Laguna.
- <http://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>
- <https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>
- Informe: Límites del sistema eléctrico a la integración de generación de régimen especial. REE.
- Informe: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012". ACER
- Informe: "Wind and Solar Curtailment". NREL
- Informe: "Energías Renovables en sistemas insulares. Canarias y el proyecto ISLE PACT". ITC.
- <http://aeh2.org/>

## **Capítulo III**

- <http://www.expansion.com/diccionario-economico/valor-actualizado-neto-van.html>
- [https://www.uam.es/personal\\_pdi/economicas/jotero/apuntes/EEF/EEF-Tema\\_3.pdf](https://www.uam.es/personal_pdi/economicas/jotero/apuntes/EEF/EEF-Tema_3.pdf)
- <http://www.expansion.com/diccionario-economico/tasa-interna-de-retorno-o-rentabilidad-tir.html>
- Catálogo de "Equipos y accesorios para Ósmosis inversa industrial" del año 2013
- "Study on development of water electrolysis in the EU". E4tech.
- "Renewable Hydrogen production with norwegian electrolyser technology. NEL Hydrogen
- "Combined Heat, Hydrogen and Power (CHHP) System for a University Campus Using Local Resources". Missouri University of Science and Technology
- <http://www.agroterra.com/p/deposito-vertical-con-fondo-plano-de-15-000-l-diametro-2-45/3074584>
- [http://www.osmofilter.com/media/pdf/tarifa\\_v\\_1.2.pdf](http://www.osmofilter.com/media/pdf/tarifa_v_1.2.pdf)



PFC. EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN CANARIAS  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

- Informe "A review of hydrogen production technologies for energy system models" realizado por la UCL (University College London)
- [https://www.ico.es/en\\_GB/web/ico/ico-empresas-y-emprendedores/-/lineasICO/view?tab=tipoInteres](https://www.ico.es/en_GB/web/ico/ico-empresas-y-emprendedores/-/lineasICO/view?tab=tipoInteres)
- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-14600>
- <http://www.gesdocument.com/actualidad/%C2%BFcuales-son-los-tipos-impositivos-del-impuesto-sobre-sociedades-2015-2016>
- Informe: Design Proposal for a Mobile Hydrogen Fueling Station (*Humboldt State University*).
- "Techno-economic analysis of PEM fuel cells role in photovoltaic-based systems for the remote base stations".
- <http://es.global-rates.com/>
- <http://www.datosmacro.com/tipo-interes/zona-euro>
- <http://www.expansion.com/diccionario-economico/plazo-de-recuperacion.html>
- Libro. "Sustainable Energy Systems and Applications". Ibrahim Dincer, Calin Zamfirescu
- [www.detnorskeveritas.com](http://www.detnorskeveritas.com)

## ANEXOS

- <http://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>
- Informe "Hidrógeno. Almacenamiento y vector energético". Centro Nacional del Hidrógeno